



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL



INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM RECURSOS HÍDRICOS E SANEAMENTO AMBIENTAL

## **ESTUDO DE PRÉ-VIABILIDADE PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE ENERGIA NA BARRAGEM DE LARANJEIRAS, NO SUL DO BRASIL**

**GABRIEL VASCO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental do Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia, área de concentração em Recursos Hídricos.

**Orientador: Prof. Doutor Alexandre Beluco**

### **Banca Examinadora**

Prof. Doutor André Luiz Lopes da Silveira

Prof. Doutor Elton Gimenez Rossini

Prof. Doutor José de Souza

IPH / UFRGS

UERGS

FETLSVC

Porto Alegre (RS), 26 de julho de 2017

#### CIP - Catalogação na Publicação

Vasco, Gabriel

Estudo de pré-viabilidade para implementação de um sistema híbrido de energia na Barragem de Laranjeiras, no sul do Brasil. / Gabriel Vasco. -- 2017.

94 f.

Orientador: ALEXANDRE Beluco.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental, Porto Alegre, BR-RS, 2017.

1. sistema híbrido hidroelétrico fotovoltaico . 2. cobertura flutuante fotovoltaica. 3. pré-viabilidade . 4. otimização e reservatório . 5. software HOMER . I. Beluco, ALEXANDRE, orient. II. Título.

**Dedicatória**

Trabalho dedicado aos meus pais, Vasco Inoque Saumbane (*in memoriam*) e Júlia Vasco, pelo seu amor incondicional e adimensional, que, dentro de todas as dificuldades da minha vida, nunca estiveram ausentes.

## **Apresentação e agradecimentos**

Este trabalho foi desenvolvido no Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental do IPH / UFRGS, sob a orientação do Prof. Doutor Alexandre Beluco da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Em primeiro lugar agradeço a Deus pela proteção e por todas as coisas tem feito na minha vida.

Agradeço profundamente ao Prof. Doutor Alexandre Beluco, pela orientação científica “de ponta”, que, dentro da sua indisponibilidade sempre abriu seu gabinete para me “aturar” deixando cuidadosas, preciosas e inestimáveis revisões, comentários e sugestões em todos os textos, pelos ensinamentos, encorajamento nos momentos de muita incerteza, pela amizade, rigor e auxílio na submissão de resumos e manuscritos em revistas e eventos científicos, como também pelo ótimo exemplo de vitalidade e dedicação exclusiva à pesquisa científica.

À Coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental do IPH / UFRGS, na pessoa do Prof. Doutor David M. L. da Motta Marques, Prof.<sup>a</sup> Doutora Nilza Maria Dos Reis Castro, professores e servidores do IPH/UFRGS, pelo aceite do meu acolhimento no programa para essa oportunidade de ensino gratuito e de ótima qualidade, pela ajuda e humanismo, acompanhamento e paciência infindável no esclarecimento de assuntos acadêmicos durante a realização da minha pós-graduação, tendo tornado essa jornada desafiadora mais do que já parecia.

Agradeço igualmente, aos professores que constituíram as minhas duas bancas examinadoras (a de qualificação e a de defesa de mestrado), por terem aceito o convite, a contribuição de vocês foi determinante para a qualidade deste trabalho.

Ao CNPq / Capes, através da chamada n° 10/2014 - PEC - PG 2014, pela concessão da bolsa de estudos que permitiu a realização do mestrado completo.

À CEEE, na pessoa do Vinicius Quadros de Oliveira (técnico em hidrologia), engenheiros Adriano Maboni e Camila de Souza Dahm Smiderle, e ao técnico agrônomo Cássio Voesch, pela disponibilização de dados de vazão turbinada de Canastra, reexame do projeto original e outras informações relevantes sobre UHE de Laranjeiras.

À *HOMER ENERGY*, pela disponibilização do programa *HOMER*, e pelo suporte recebido. *Thank you guys*.

Aos meus amigos mestrandos Celestino Fernando, Helder Robelcio Baloi Junior, Lúcio Muchanga, Ana Paula Cardoso dos Santos; aos doutorandos, Vinicius Dulac, Maurício Paixão, Lázaro Cuinica, Ivandro Bauaze, Anselmo Chizenga; aos Professores Doutores Malaquias Tsambe, Lucas Mangrassé e Maria da Graça Fernandes Oliveira, por me

proporcionarem momentos de admiração e convivência na diversidade, pela colaboração, incentivo nos momentos de muita incerteza, incluindo a partilha de momentos acadêmicos e de lazer durante o período de formação.

Aos doutorandos Alfonso Risso, Arthur Tschiedel e Jones Souza da Silva, pela amizade e ajuda com informações Topográficas, Modelo Digital de Superfície referenciado, Ortofoto da barragem com extensão e o Modelo Digital de Superfície, e todo tipo de apoio prestado na concepção do sistema híbrido de energia proposto no presente estudo.

Especial obrigado a Josete Cristina Aridi, pela amizade e pela revisão linguística da versão final desta dissertação.

Aos governos do Brasil e Moçambique pela cooperação, especialmente à Universidade Zambeze na pessoa do Prof. Doutor Nobre Roque dos Santos (Reitor) e Prof. Doutor Alexandre Baia (Diretor Científico), pela confiança na concessão do aval institucional para posterior enquadramento profissional, bem como pela abertura no estabelecimento da cooperação, para propiciar o desenvolvimento de convênios específicos para intercâmbios com e na Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Agradeço profundamente aos meus familiares, com especial destaque para meus irmãos, Neto, Nádio, Gilda, Tércio e Arlete, por entenderem a minha ausência. Os meus agradecimentos estendem-se a família Cambraia e agregados, especialmente a Maria Patrícia Cambraia da Silva e Jussara Sallaberry, por me terem tornado membro integrante das suas famílias.

À toda galera da Betis Housing, especialmente a Elisabete Manito Módica Dimare, Samuel da Silva Feitosa e Pascal Silas Thue, pela recepção, ajuda no tratamento de documentos e pelo companheirismo.

Muito obrigado a todos por tudo e por serem tudo para mim!

**Gabriel**

Mar calmo nunca fez bom marinheiro, às vezes é preciso acontecer um furacão para saber valorizar a brisa leve, daí que a nossa maior glória não reside no fato de nunca cairmos, mas sim em levantarmo-nos sempre depois de cada queda.

Adaptado pelo autor, a partir de **CONFÚCIO**.

## Resumo

O Brasil vive um período de crises econômica e financeira que ecoa também no setor energético e que aumenta a importância de se agregar novas usinas de geração ao sistema energético. O acréscimo de novas usinas hidrelétricas e termelétricas, entre outras fontes de energia, além da repotenciação e/ou recapacitação de usinas já em operação ou que não tenham entrado em operação, sempre contribuirá para garantir o atendimento da demanda de consumidores e para reduzir o risco de desabastecimento de energia. Nesse sentido, este trabalho pretende contribuir, apresentando um estudo de pré-viabilidade para implementação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico na barragem de Laranjeiras, com painéis fotovoltaicos sobre o espelho d'água. Essa barragem foi construída nos anos 60 e está localizada logo a jusante da barragem de Canastra, no município de Três Coroas, no Estado do Rio Grande do Sul. O estudo foi realizado com recurso ao software *HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable)*, o qual exportou na homepage da NASA (*National Aeronautics and Space Administration*), 8 760 valores horários anuais de radiação solar para a cidade de Três Coroas, e a potência a ser gerada pela hidrelétrica foi determinada a partir de 8 760 dados horários anuais de vazão turbinada de Canastra, os quais foram disponibilizados pela CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica). Estruturalmente, o trabalho é composto por três artigos, onde o primeiro faz uma revisão de trabalhos recentes sobre o uso de painéis fotovoltaicos sobre estruturas flutuantes em sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos, e os dois últimos apresentam os resultados das simulações com *HOMER* considerando o funcionamento da usina a fio d'água e com reservatório, respetivamente. O estudo determinou ser ótimo o funcionamento do sistema híbrido, mediante a instalação de uma micro usina hidrelétrica ao pé da barragem, com 1 497 kW de capacidade instalada, operando com painéis fotovoltaicos sobre o espelho d'água da barragem, com 180 kW de capacidade instalada, com limite de potência para compra e venda da rede igual a 400 kW, para atender a demanda das cargas consumidoras até 40 MWh/d. Essa combinação resultaria em um custo inicial de 3 984 885 US\$/kW e um custo de energia de 0,026 US\$/kWh. E visando otimizar o sistema de geração de energia elétrica, foi simulado e tendo sido determinado ser viável o funcionamento da usina com reservatório, com uma vazão média de 9 171 L/s, operando com um sistema fotovoltaico de 360 kW, e um limite de potência para compra e venda da rede igual a 200 kW, para atender demandas de cargas consumidoras até 40 MWh/d. Essa combinação resultaria em um custo inicial de 3 285 617 US\$/kW e um custo de energia de 0,021 US\$/kWh.

**Palavras-chave:** pré-viabilidade, sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, cobertura flutuante fotovoltaica, otimização, reservatório, software *HOMER*.

## Abstract

Brazil is experiencing a period of economic and financial crisis that also echoes in the energy sector and increases the importance of adding new generation plants to the energy system. The addition of new hydroelectric and thermoelectric plants, among other energy sources, in addition to the repowering and / or re-powering of plants already in operation or that have not been put into operation, will always contribute to guarantee the fulfillment of consumer demand and to reduce the risk of energy shortages. In this sense, this work intends to contribute, presenting a pre-feasibility study for the implementation of a hybrid photovoltaic hydroelectric system in the Laranjeiras dam, with photovoltaic panels on the water mirror. This dam was built in the 1960s and is located just downstream from the Canastra dam, in the municipality of Três Coroas, in Rio Grande do Sul state, in southern Brazil. The study was carried out using software HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable), which exported from NASA (National Aeronautics and Space Administration) homepage, 8 760 hourly annual values of solar radiation for the city of Três Coroas, and the power to be generated by the hydroelectric plant was determined from 8 760 hourly annual values of the Canastra turbined flow, which were made available by CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica). Structurally, the work consists of three articles, where the first one reviews recent works dealing about the use of photovoltaic panels on floating structures in PV hydro hybrid systems, and the last two presents the results of the simulations with HOMER considering the plant operation in the mirror of the dam and with reservoir, respectively. The study determined that the operation of the hybrid system is optimal, by installing a hydroelectric plant at the foot of the dam, with 1 497 kW of installed capacity, operating with photovoltaic panels on the dam's water mirror, with a capacity of 180 kW installed, with 400 kW as a limit for the purchase and sale of the grid equal to 400 kW, to meet consumer demand up to 40 MWh / d. This combination would result in an initial cost of US \$ 3 984 885 / kW and an energy cost of US \$ 0.026 / kWh. In order to optimize the hydroelectric system, it was simulated and the operation of the reservoir plant with an average flow of 9 171 L/s was determined to be viable, operating with a photovoltaic system of 360 kW, and 200 kW as a limit of power for purchase and sale to the grid, to meet demands of consumer loads up to 40 MWh/d. This combination would result in an initial cost of US \$ 3 285 617 / kW and an energy cost of US \$ 0.021 / kWh.

**Keywords:** pre-feasibility, PV hydro hybrid system, photovoltaic floating coverage, optimization, reservoir, HOMER software.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em 2014. ....	17
Figura 2. Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em 2015. ....	17
Figura 3. Opções oferecidas pelo <i>HOMER</i> para dimensionamento de sistemas de geração de energia. ....	24
Figura 4. Interface de entrada do programa <i>HOMER</i> .....	25
Figura 5. Relação conceitual entre simulação, otimização e análise de sensibilidade. ....	26
Figura 6. Funções matemáticas que caracterizam as disponibilidades energéticas de duas fontes consideradas perfeitamente complementares ao longo de um ano. ....	36
Figura 7. Mapa da complementaridade total entre as disponibilidades hídrica e solar, avaliada pelo índice de complementaridade, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no RS. ....	37
Figura 8. Dados de precipitação média mensal e insolação média mensal, para a estação climatológica da FEPAGRO em Taquari, RS. Curvas ajustadas (sobrepostas aos dados apresentados) pelo método dos mínimos quadrados. ....	38
Figura 9. Complementaridade entre as vazões afluentes de Sobradinho com a média mensal estimada da geração eólica. ....	39
Figura 10. Painéis fotovoltaicos flutuantes sobre o espelho de água de reservatório. ....	48
Figura 11. Localização geográfica da barragem de Laranjeiras. ....	49
Figura 12. Vista frontal do vertedouro da barragem de Laranjeiras.....	50
Figura 13. Vista frontal da superfície do reservatório. ....	51
Figura 14. Mapa da bacia do rio Paranhana. ....	52
Figura 15. Diagrama esquemático do sistema híbrido proposto no presente estudo.....	53
Figura 16. Parâmetros da usina hidrelétrica utilizados no presente estudo. ....	55
Figura 17. Série horária de vazão obtidos, através de 8 760 horas anuais, para o ano de 2015. ....	56
Figura 18. Série horária de vazão obtidos, através de 8 760 horas anuais, para o ano de 2015. ....	57
Figura 19. Parâmetros dos módulos fotovoltaicos utilizados no presente estudo. ....	59
Figura 20. Radiação solar incidente sobre um plano horizontal, obtida com o <i>HOMER</i> ; em (a) dias mensais; e em (b) disponibilidades diárias.....	60
Figura 21. Resultados ótimos apresentados, classificados com base no custo atual líquido....	62
Figura 22. Resultados das simulações com médias mensais de geração de energia elétrica ao longo do ano. ....	63

Figura 23. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda das cargas consumidoras [kWh/d], com custo máximo dos PVs, vazão média de 9 171 L/s e possibilidade de venda e compra de 400 kW a rede.....	64
Figura 24. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda das cargas consumidoras [kWh/d], com 25% do custo dos PVs, vazão média de 9 171 L/s e possibilidade de venda e compra de 400 kW a rede.....	65
Figura 25. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda das cargas consumidoras [kWh/d], com 15% do custo dos PVs, vazão média de 9 171 L/s e possibilidade de venda e compra de 400 kW a rede.....	65
Figura 26. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda das cargas consumidoras [kWh/d], com custo máximo dos PVs, vazão média de 9 171 L/s e possibilidade de venda de 400 kW excedente para a rede.....	66
Figura 27. Diagrama esquemático do sistema híbrido simulado com reservatório.....	75
Figura 28. Parâmetros da usina hidrelétrica utilizados no presente estudo.....	76
Figura 29. Série horária de vazão obtidos, através de 8760 horas anuais, para o ano de 2015. ....	77
Figura 30. Série horária de vazão obtidos, através de 8760 horas anuais, para o ano de 2015. ....	78
Figura 31. Parâmetros dos módulos fotovoltaicos utilizados no presente estudo. ....	80
Figura 32. Radiação solar incidente sobre um plano horizontal, obtida com o <i>HOMER</i> ; em (a) dias mensais; e em (b) disponibilidades diárias.....	81
Figura 33. Representação do reservatório como uma bateria equivalente. ....	84
Figura 34. Desempenho anual do reservatório. ....	84
Figura 35. Resultado ótimo apresentado, com base no custo atual líquido.....	85
Figura 36. Médias mensais de geração de energia elétrica ao longo do ano. ....	85
Figura 37. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda de cargas consumidoras [kWh/d], com uma vazão de 9 171 L/s, sem possibilidade de compra e venda de energia à rede.....	86
Figura 38. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda de cargas consumidoras [kWh/d], com uma vazão de 10 088 L/s, sem possibilidade de compra e venda de energia à rede. ....	86
Figura 39. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda de cargas consumidoras [kWh/d], com uma vazão de 11 005 L/s, sem possibilidade de compra e venda de energia à rede. ....	87

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AC	Corrente alternada ( <i>Alternating Current</i> )
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
Capes	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
DC	corrente contínua ( <i>Direct Current</i> )
DNOS	Departamento Nacional de Obras de Saneamento
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GW	giga-watts
HOMER	<i>Hybrid Optimization Model for Electric Renewable</i>
IPH	Instituto de Pesquisas Hidráulicas
kWh	quilowatt-hora
kWh/d	quilowatts-hora por dia
kWh/m <sup>2</sup> /d	quilowatts-hora por metros quadrados por dia
L/s	litros por segundo
MW	megawatts
MWh	megawatts-hora
MWh/d	megawatts-hora por dia
MWp	megawatts pico
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i> (Administração Nacional da Aeronáutica e do Espaço)
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos)
O&M	Operação e Manutenção
ONU	Organização das Nações Unidas
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PEC–PG	Programa de Estudantes Convênio de Pós-graduação
PVs	painéis fotovoltaicos
RS	Rio Grande do Sul
TWh	terawatt-hora
UERGS	Universidade Estadual do Rio Grande do Sul
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul

UHE	Usina Hidrelétrica
US\$/kW	dólar por quilowatt
US\$/kWh	dólar por quilowatts-hora
Wp	watt pico
W/m <sup>2</sup>	watt por metro quadrado
WWF	<i>World Wildlife Fund</i> (Fundo Mundial para a Natureza)

## **Sumário**

Resumo .....	18
Abstract.....	19
CAPÍTULO 1 .....	15
1. INTRODUÇÃO GERAL .....	15
1.1. Justificativa e relevância do estudo .....	15
1.2. OBJETIVOS.....	22
1.2.1. Objetivo geral .....	22
1.2.2. Objetivos específicos.....	22
1.3. Metodologia geral do trabalho.....	22
Referências bibliográficas .....	28
CAPÍTULO 2 – ARTIGOS PROPOSTOS .....	32
2.1. ARTIGO 1 .....	33
2.2. ARTIGO 2 .....	45
2.3. ARTIGO 3 .....	71
CAPÍTULO 3 .....	90
3.1. SÍNTESE DOS RESULTADOS .....	90
3.2. CONCLUSÕES FINAIS .....	92
3.3. SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.....	90
Referências bibliográficas .....	91

## CAPÍTULO 1

### 1. INTRODUÇÃO GERAL

#### 1.1. Justificativa e relevância do estudo

A dinâmica de desenvolvimento como resposta ao crescimento populacional<sup>1</sup>, acrescida à expectativa que se tem na qualidade de fornecimento de eletricidade, são elementos determinantes para uma crescente demanda de energia elétrica<sup>2</sup>. Cerca de 1,3 bilhão de pessoas ainda não têm acesso à energia elétrica, e uma em cada cinco pessoas não têm acesso às energias modernas no mundo (ONU, 2012). O Brasil projeta triplicar até em 2030 o consumo de energia elétrica (BRASIL, 2016).

A energia é central para quase todos os desafios e oportunidade que o mundo enfrenta hoje em dia. Destarte, a necessidade de expandir a infraestrutura e atualizar a tecnologia para o fornecimento de serviços energéticos. Mas em contrapartida, a cadeia de energia é responsável por cerca de 60% de gases de efeito estufa (ONU, 2015). Este fato é bastante preocupante, porque a partição das energias renováveis na matriz energética mundial não era superior a 20% até em 2015 (IEA, 2014; CANALES, 2015). O que significa que grande parte de energia é proveniente de combustíveis fósseis, que emitem grandes volumes de poluentes atmosféricos e gases de efeito estufa, com enfoque para óxidos de carbono e nitrogênio, os quais são responsáveis pelo aquecimento global, para além do seu elevado preço e o provável cenário de esgotamento. Por isso, a ONU tem como um dos objetivos, garantir a provisão universal de serviços energéticos acessíveis, confiáveis e modernos e dobrar a taxa global de melhoria da eficiência energética (ONU, 2015). Segundo a *International Renewable Energy Agency*, IRENA (2014), a participação das energias renováveis na matriz energética mundial poderia passar da percentagem atual para 36% em 2030.

No intuito de incrementar a parcela de energia para suprir essa demanda, tem sido objeto de estudo a nível mundial tanto em laboratórios, quando em condições realísticas envolvendo as denominadas energias renováveis, para desenvolver fontes alternativas de energias limpas que possam emitir ao meio ambiente baixos volumes de poluentes e gases de efeito estufa responsáveis pelo aquecimento global. Segundo Beluco, Souza & Krezinger (2003), algumas destas fontes alternativas atingem competitividade técnica e econômica em várias aplicações.

---

<sup>1</sup>O relatório publicado pela ONU em 2014 determinou que a população mundial passasse de 54% (em 2015) para 64,8% (em 2045). Disponível em: <<http://esa.un.org/unpd/wup/CD-ROM/>>. Acesso em: 09 de maio de 2016.

<sup>2</sup>O desenvolvimento econômico de uma sociedade está diretamente relacionado ao consumo de energia (PERAZA, 2013).

O uso deste tipo de energia é atrativo não só do ponto de vista econômico, por caracterizar-se como uma fonte inesgotável, mas também do ponto de vista ambiental, por emitir baixos volumes de poluentes quando comparados com energias fósseis, pois, a preservação do meio ambiente constitui-se numa das preocupações da sociedade, tendo em conta os vários cenários resultantes da ação do homem sobre ele. Leite & Borges (2006), destacam algumas razões para o elevado interesse no uso de energias renováveis, dentre elas: a necessidade de se buscar alternativas que ajudem a reduzir o uso de combustíveis fósseis devido ao seu alto custo, associado ao objetivo mundial de reduzir emissões de gases poluentes na atmosfera, à luz do Protocolo de Kyoto firmado no Japão em 1997, e à luz da agenda de desenvolvimento sustentável firmada em 2015.

Canales (2015), enfatiza que o uso das fontes de energia renovável oferece a vantagem de aproveitar os recursos disponíveis localmente, reduzindo a dependência de fontes de energia externas. A utilização das fontes alternativas de geração de energia é uma solução bastante vantajosa. Além de serem praticamente inesgotáveis, as energias renováveis podem apresentar impacto ambiental muito baixo ou quase nulo, afetando em pequenas proporções a composição atmosférica do planeta, quando comparados com os combustíveis fósseis.

Tolmasquim (2016) enfatiza que as tecnologias de geração de energia hidráulica, solar e eólica como exemplos mais comuns, mas a hidráulica tem sido a principal fonte de geração de energia no Brasil, há várias décadas, tanto pela sua competitividade econômica e pela abundância deste recurso energético no território nacional, além de ser uma tecnologia confiável no atual contexto de preocupação com as emissões de gases de efeito estufa, sendo altamente vantajosa por ser uma fonte renovável de geração de energia, e que, segundo a *World Wildlife Fund*, WWF (2012), pode contribuir para o desenvolvimento do parque tecnológico brasileiro, para os esforços de redução de emissões de gases de efeito estufa, além da ampliação da oferta de eletricidade.

Segundo a Empresa de Pesquisas Energéticas, EPE (2016), no balanço energético nacional de 2016, a participação de energias renováveis na matriz energética brasileira no ano de base 2015 manteve-se entre as mais elevadas do mundo, com pequeno crescimento devido particularmente à queda da oferta interna de petróleo e derivados, tendo sido observado que a oferta interna de energia esteve situada em 41,2% de fontes renováveis e 58,8% de fontes não renováveis, enquanto o balanço energético nacional de 2015, tomando 2014 como ano de base, determinou que a geração de eletricidade no Brasil em centrais de serviço público e autoprodutores atingiu 590,5 TWh, o equivalente a 3,4% superior ao de 2013, enquanto as centrais elétricas de serviço público tiveram uma porcentagem de 84, 1% da geração total,

permanecendo como principais contribuintes. As Figuras 1 e 2, ilustram respectivamente, a oferta de energia elétrica por fonte para os anos de 2014 e 2015, onde está evidente que a maior parte provém das usinas hidráulicas embora com uma redução de 4,5% em comparação com o ano anterior.

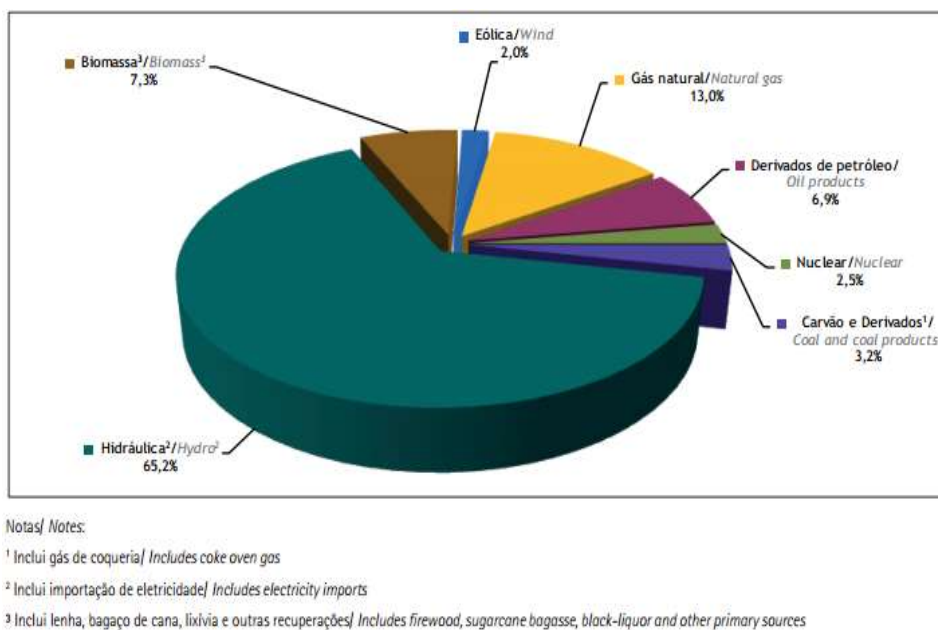


Figura 1. Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em 2014.

Fonte: EPE (2015)

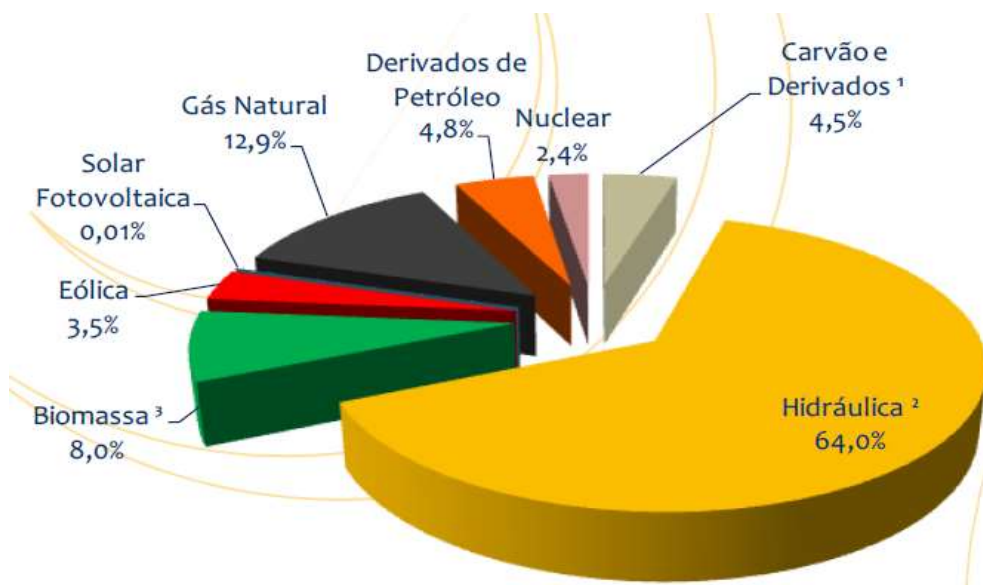


Figura 2. Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em 2015.

Fonte: EPE (2016)



Um estudo recente avaliou vulnerabilidade do setor elétrico com base em cenários de baixa hidrologia, tendo concluído que a mudança do clima nas emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico brasileiro até 2030, poderá reduzir níveis das barragens e afetar a geração de energia elétrica de fonte hídrica. Como resultado, poderia haver a necessidade de ampliar o uso de termoelétricas a combustíveis fósseis para compensar a perda, e o estudo recomendou que é preciso entender também como fontes alternativas, tais como a bioenergia, as eólicas e a geração distribuída fotovoltaica podem ser introduzidas para compensar a perda de oferta de origem hídrica (MMA, 2017).

Este fato terá implicações na exploração de aproximadamente 126 000 MW, relatadas em (Schultz *et al.*, 2016), que incluem potenciais ainda por explorar tanto em locais ainda inexplorados, quanto também de locais em que todo o potencial não era aproveitado por motivos diversos, para além da grande quantidade de potencial hidrelétrico já explorado no Brasil.

Por outro lado, sistemas de geração de energia baseados em uma única fonte renovável enfrentam inúmeras dificuldades de aceitação no mercado, devido aos elevados custos de instalação versus baixa eficiência final que recompensem os custos de investimento e quando projetados para não apresentar falhas no atendimento, por representarem problemas relativamente complexos de controle. De acordo com Peraza (2013), a predominância de apenas uma fonte energética, como a hídrica para a matriz energética nacional, pode acarretar em diminuição das garantias de abastecimento, pois a oferta energética fica dependente de uma única fonte de geração e sujeita a efeitos climáticos desfavoráveis como a estiagem.

Essa baixa eficiência final é consequência da superposição de vários rendimentos (tais como o da conversão de energia, da conversão de potência, do armazenamento em baterias e do cabeamento elétrico), no entanto, sistemas baseados em mais de uma fonte, mesmo com custos iniciais elevados mas apresentando algum tipo de complementaridade, podem resultar em índices razoáveis de atendimento aos consumidores, ainda mais se forem baseados em fontes que se apresentem complementares no tempo (complementaridade temporal), ou podem apresentar períodos em que se complementam ao longo do tempo em uma mesma região (complementaridade espacial) (BELUCO, 2001). A complementaridade em relação ao tempo está associada à existência de períodos complementares de disponibilidade de duas fontes de recursos energéticos ao longo do tempo em uma mesma região.

Entretanto, em função da variedade de opções, variação tanto nos custos dessas tecnologias, quanto na disponibilidade de recursos energéticos e acoplada a complexidade das inúmeras variáveis envolvidas no processo de avaliação da geração de energia elétrica, torna-

se imprescindível à aplicação de modelos matemáticos que permitam simular diferentes cenários com vista a ajudar na tomada de decisões. Para tal, existem inúmeras ferramentas computacionais específicas para dimensionamento e simulação de sistemas híbridos de geração e armazenamento de energia (SILVA, BELUCO & ALMEIDA, 2014). Estas ferramentas estão disponíveis no mercado, em instituições de ensino e pesquisa, para automatizar o processo de cálculo, tornando-os mais precisos e, dessa forma, auxiliar o projetista a tomar decisões. Nos trabalhos de Sinha & Chandel (2014) e Connolly *et al.* (2010), foram analisados, respectivamente, 19 e 37 programas de *software* para modelagem de sistemas híbridos de geração, cujos resultados com milhares de usuários revelaram que os algoritmos de análise de otimização e de sensibilidade do software *HOMER* são mais amplamente utilizadas em pesquisas relacionadas à simulação e configuração ótima deste tipo de sistemas, tornando-se mais fácil avaliar as possíveis configurações do sistema, que, na sua maioria, podem ser muitas.

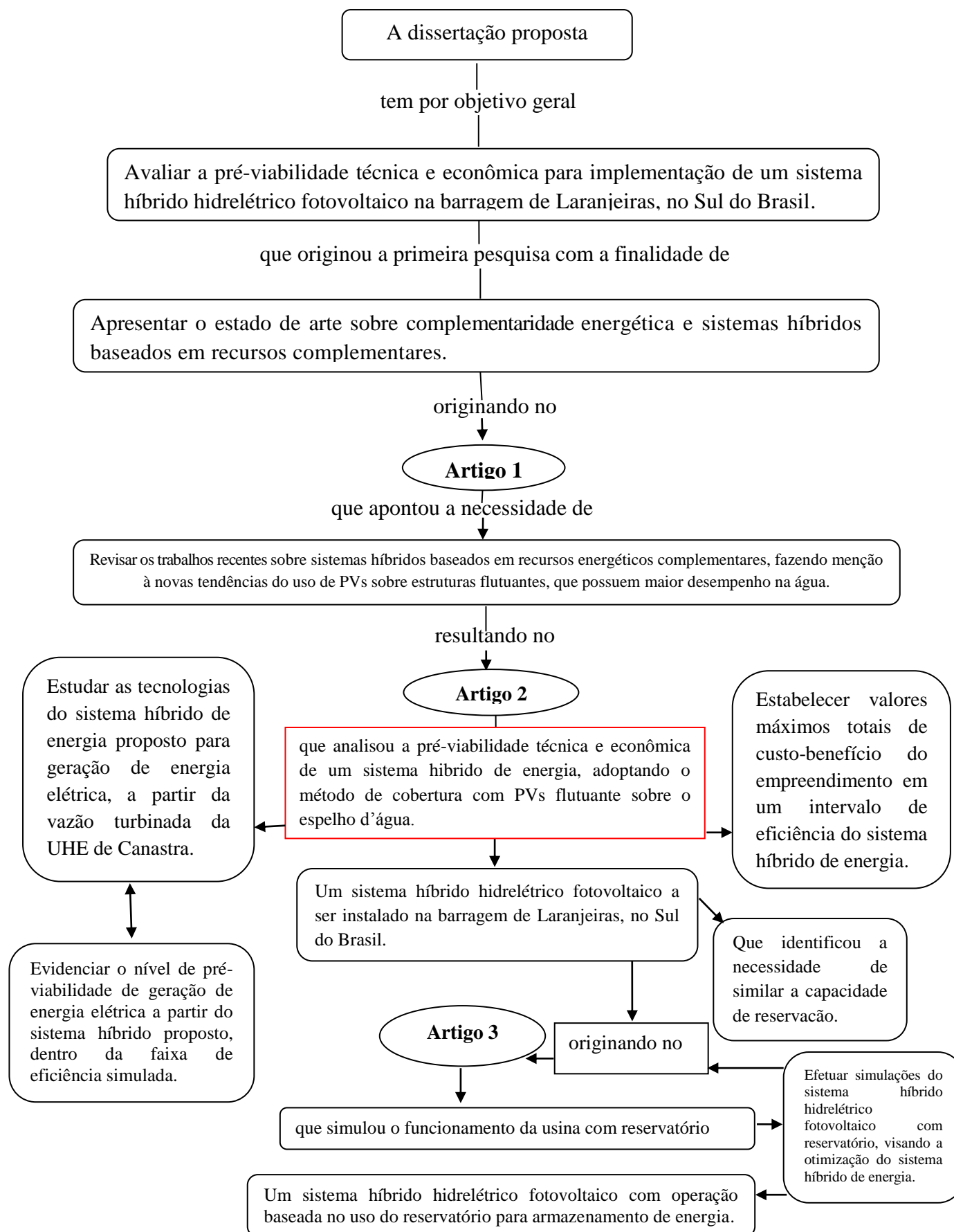
Neste contexto, o presente trabalho adotou a versão 2.68 do modelo híbrido *HOMER Legacy*, para avaliar a pré-viabilidade para implementação de um sistema híbrido de energia (hidrelétrico fotovoltaico) na barragem de Laranjeiras, tendo em conta grandes números de alternativas, permitindo buscar a solução ótima, aquela que cumulativamente é de menor custo e é capaz de suprir a demanda das cargas consumidoras. A referida barragem foi construída na década de 1960 para gerar energia, mas o projeto não foi finalizado, tendo sido transformado em uma atração turística, utilizada para prática de rafting.

No tocante à estrutura, a presente dissertação está estruturada da seguinte maneira: introdução geral, onde se apresentam as razões que estimulam a realização desta pesquisa e os objetivos; seguida da metodologia geral do trabalho, onde descreve-se o funcionamento do modelo computacional *HOMER*, o qual foi adoptado para a concepção do sistema híbrido proposto neste trabalho. O capítulo 2, contém os artigos propostos porque para além do primeiro artigo de revisão sobre o estado de arte sobre aproveitamentos híbridos baseados em recursos energéticos complementares, foram simulados dois cenários diferentes de funcionamento da usina (a fio de água e com reservatório).

Entretanto, o primeiro artigo “*o uso de painéis fotovoltaicos sobre estruturas flutuantes em sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos*”, tem como objetivo apresentar o estado de arte sobre sistemas híbridos baseados em recursos energéticos complementares, fazendo menção à novas tendências do uso de PVs sobre estruturas flutuantes; o segundo artigo “*um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico a ser instalado na barragem de Laranjeiras, no Sul do Brasil*”, apresenta os resultados das simulações computacionais com

*HOMER*, considerando o funcionamento da usina a fio d'água; e o terceiro artigo “*um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com operação baseada no uso do reservatório para armazenamento de energia*”, apresenta os resultados das simulações computacionais com *HOMER*, considerando o funcionamento da usina com reservatório. E finalmente é feita a síntese dos resultados, conclusões finais e sugestões para futuros trabalhos.

O diagrama a baixo, apresenta um mapa conceitual que mostra a relação entre os artigos que compõem a dissertação com seus respectivos objetivos e contribuições.



## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. Objetivo geral**

O presente trabalho tem como objetivo geral, avaliar a pré-viabilidade técnica e econômica para implementação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico na barragem de Laranjeiras, no Sul do Brasil. O presente trabalho, não estuda detalhadamente o desempenho das estruturas flutuantes.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

- a) Apresentar o estado de arte sobre sistemas híbridos baseados em recursos energéticos complementares, fazendo menção à novas tendências do uso de PVs sobre estruturas flutuantes;
- b) Estudar as tecnologias do sistema híbrido de energia proposto para geração de energia elétrica, a partir da vazão turbinada da UHE de Canastra;
- c) Dimensionar o sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico conectado à rede, contendo um banco de baterias, conversor e gerador a diesel para a geração de energia elétrica;
- d) Estabelecer valores máximos totais de custo-benefício do empreendimento em um intervalo de eficiência do sistema híbrido de energia;
- e) Evidenciar o nível de pré-viabilidade de geração de energia elétrica a partir do sistema híbrido proposto, com base na obtenção de resultados que se mostrem compatíveis para fornecer a carga constante que se propõe, dentro da faixa de eficiência simulada;
- f) Efetuar simulações do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com reservatório, visando a otimização do sistema híbrido de energia em estudo.

## **1.3. Metodologia geral do trabalho**

Metodicamente foi obtido junto à CEEE, o reexame do projeto original do empreendimento hidrelétrico; fez-se o estudo dos recursos energéticos disponíveis na área de estudo; em seguida, foi dimensionado o sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico utilizando valores típicos para as variáveis e os dados técnicos conhecidos; e finalmente foi realizada a simulação computacional com o *HOMER*, permitindo buscar a solução ótima, aquela que cumulativamente é de menor custo na relação custo-benefício e é capaz de atender a demanda das cargas consumidoras de energia elétrica na área de estudo.

O *HOMER*<sup>3</sup> (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewable*), é uma ferramenta computacional que foi desenvolvida pelo *U.S National Renewable Energy Laboratory* (Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos), estando disponível universalmente para os usuários (LAMBERT, GILMAN & LILIENTHAL, 2006; LILIENTHAL, GILMAN & LAMBERT, 2011). A utilização do *HOMER* tem como objetivo simular sistemas simples ou híbridos isolados e/ou conectados à rede, combinando diferentes tipos de geração: eólica, biogás, microturbinas, células a combustível, finalmente otimiza e avalia a viabilidade econômica de projetos de geração de energia com energias renováveis a médio longo prazos (SILVA & BELUCO, 2012; PINHO & GALDINO, 2014). De acordo com Fischer *et al.* (2015), o *HOMER* é um modelo computacional que permite a simulação e otimização de micro centrais de energia, turbinas eólicas, módulos fotovoltaicos e geradores à base de combustível.

Este foi desenvolvido objetivando-se prever a configuração de sistemas descentralizados, avaliando um grande número de alternativas, na busca da considerada solução ótima, o sistema de menor custo capaz de suprir a demanda energética de uma determinada região. A grande variedade de opções tecnológica e a variação tanto nos custos dessas tecnologias, quanto na disponibilidade de recursos energéticos, tornam estas decisões bastante défices, porém os algoritmos de análise de otimização e de sensibilidade do *HOMER* tornam mais fácil a avaliação das possíveis configurações do sistema, que podem ser muitas (SILVA, 2012). Segundo Almeida (2008), o programa oferece uma possibilidade de comparar diversas alternativas de projetos baseadas em suas características técnicas, econômicas, a extensão da rede, analisa também análises de sensibilidade que avaliam o impacto da variação de parâmetros, carga e disponibilidade de recursos sobre o sistema.

Analisar e projetar um sistema de uma micro-central de energia pode ser desafiador devido ao grande número de opções de projeto e das incertezas dos parâmetros chaves, como o tamanho da carga e o preço futuro do combustível. As fontes de energia renováveis acrescentam maior complexidade, pois a potência de saída pode ser intermitente, sazonal, e não despachável, e a disponibilidade dos recursos renováveis podem ser incertos, daí que o *HOMER* foi projetado para superar esses desafios.

De acordo com Lilienthal, Gilman & Lambert (2011) e Silva (2012), o *HOMER* permite o usuário modelar o comportamento físico de um sistema de geração de energia elétrica, e o seu custo de ciclo de vida que compreende o custo de investimento, de reposição dos equipamentos, de combustível, de operação e de manutenção para cada um

---

<sup>3</sup>A sua escolha como ferramenta principal a utilizar no presente trabalho, foi devido às mesmas razões descritas no trabalho de Canales (2015).

dos sistemas que se deseja considerar. Após a simulação de todas possíveis configurações, o programa fornece uma lista de configurações classificadas de acordo com o custo total em valor presente (em US\$) e do custo específico de energia (US\$ / MWh) de cada sistema.

O *HOMER* efetua o balanço energético, calculando os fluxos de energia que entram e saem em cada configuração de sistema desejado. Estes cálculos são efetuados para cada uma das 8.760 horas anuais, onde compara a demanda energética e térmica com a energia que o sistema pode fornecer naquela hora. Também para sistemas que incluem baterias, ou geradores movidos a combustível, o *HOMER* também decide como operar os geradores em cada hora e se carrega ou descarrega as baterias (LAMBERT, GILMAN & LILIENTHAL, 2006).

Para o funcionamento do *HOMER*, é imperioso alimentar com dados de entrada (Figura 12), os quais descrevem as opções de tecnologia (Figura 13), despesas e os recursos energéticos disponíveis, especificações técnicas do género para reequipamentos, a disponibilidade de recursos energéticos e as características dos combustíveis consumidos. O modelo usa estas entradas para simular diferentes sistemas de configurações ou combinações de elementos.

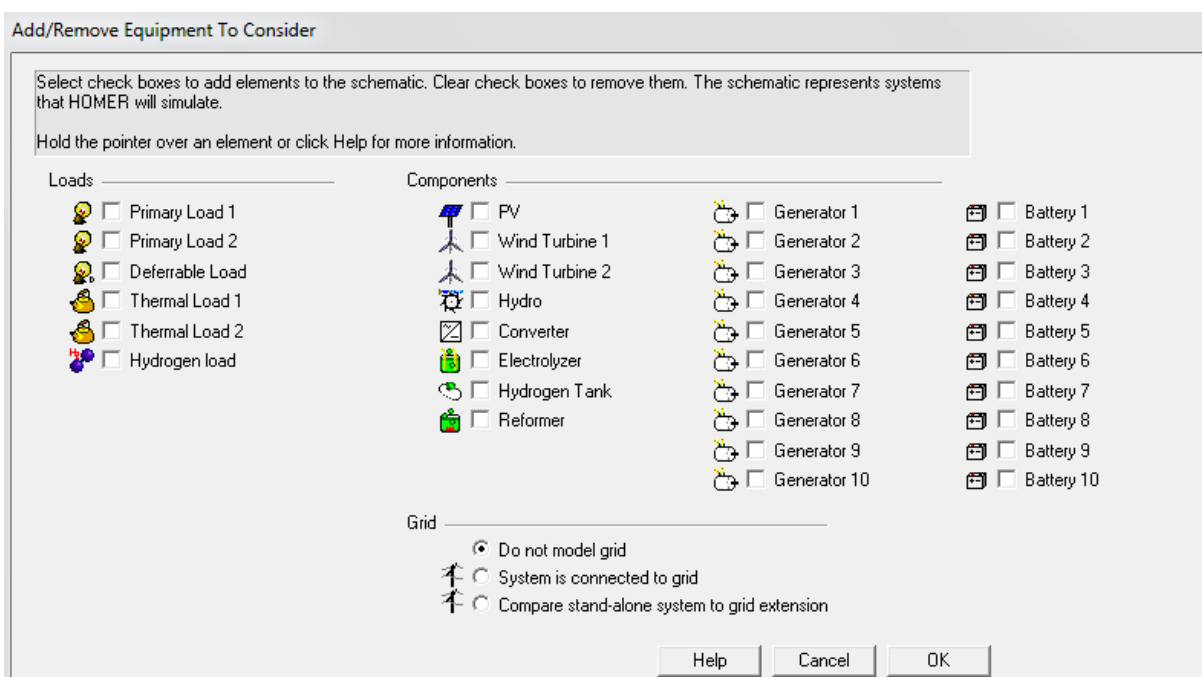


Figura 3. Opções oferecidas pelo *HOMER* para dimensionamento de sistemas de geração de energia.

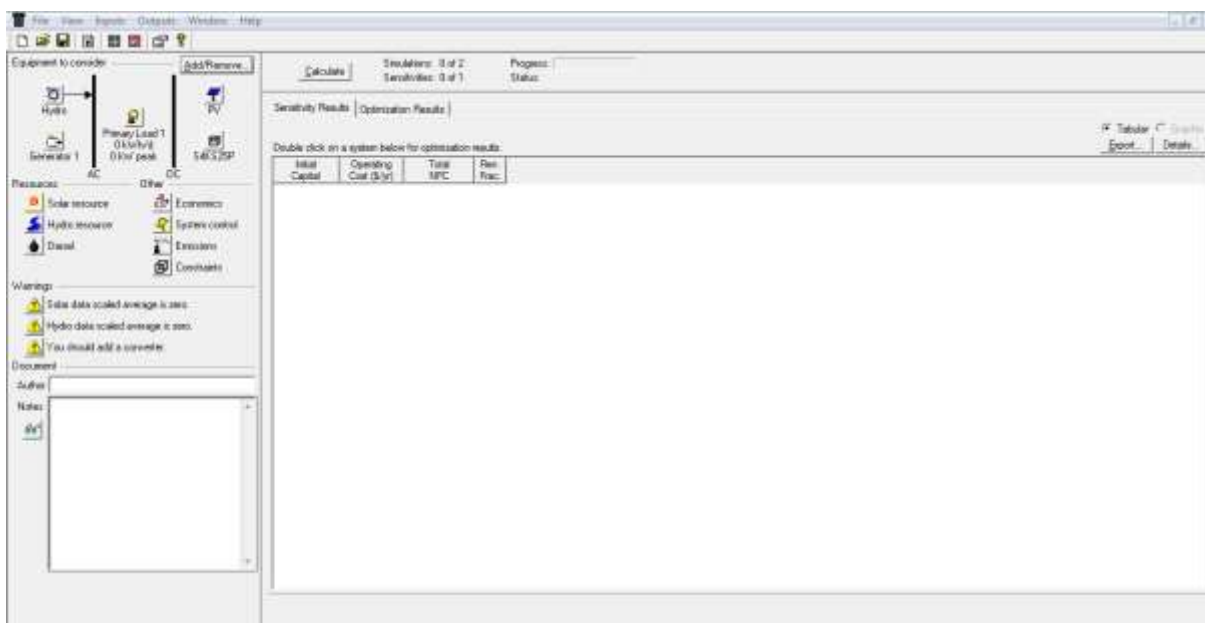


Figura 4. Interface de entrada do programa *HOMER*.

O programa *HOMER* executa três principais funções: simulação, otimização, análise de sensibilidade. Na simulação, o *HOMER* faz a modelagem da performance de uma configuração de um sistema de um micro central de energia, a cada hora (durante um período de 01 ano), objetivando-se determinar a sua viabilidade técnica e o custo em todo seu ciclo de vida; diferentemente da otimização, onde simula grandes opções de configurações diferentes de sistemas, procurando por aquela que satisfaça as restrições técnicas com o menor custo de ciclo de vida; e finalmente na análise de sensibilidade, este executa múltiplas otimizações sob uma série de premissas/suposições para avaliar os efeitos de incertezas ou mudanças nos dados de entrada do modelo (FISCHER *et al.*, 2015). Os resultados de uma análise de sensibilidade podem ser usados para identificação dos fatores que possuem o maior impacto sobre o projeto e a operação de um sistema de energia (SILVA, 2012). A relação conceitual entre estas três funções está ilustrada na Figura 14.



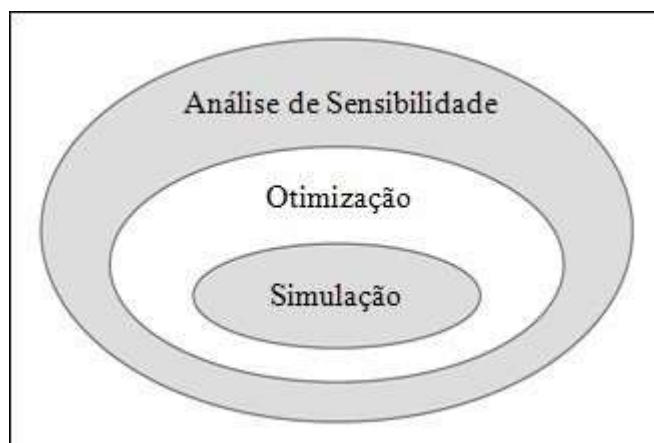


Figura 5. Relação conceitual entre simulação, otimização e análise de sensibilidade.

Fonte: Silva (2012).

Conforme ilustrado na figura acima, a região de otimização envolve a região de simulação para representar o fato de que uma simples otimização consiste de múltiplas simulações, similarmente, a região da análise de sensibilidade engloba a região de otimização, pois uma simples análise de sensibilidade consiste de múltiplas otimizações (LAMBERT, GILMAN & LILIENTHAL, 2006).

É possível fazer as análises de sensibilidade do sistema projetado através do modelo *HOMER*, para se verificar o efeito da variabilidade de fatores como disponibilidade local de recursos e as condições econômicas, poderiam ter sobre o custo-benefício de diferentes configurações de sistema (LILIENTHAL, GILMAN & LAMBERT, 2011)). Para tal, é preciso fornecer ao *HOMER* valores de sensibilidade que descrevam uma série de disponibilidade de recursos e de custos de componentes, e com base nos resultados pode-se identificar os fatores que possuem o maior impacto sobre o projeto e a operação de um sistema de energia.

Por exemplo, o usuário pode considerar a variabilidade da radiação solar e/ou velocidade de vento como variáveis de sensibilidade, o *HOMER* irá simular configurações de sistema para a gama de valores de radiação solar e/ou velocidade de vento especificados. O *HOMER* possui e oferece todas informações sobre opções tecnológicas, custos de equipamentos e recursos energéticos disponíveis demandados para análise de novos sistemas.

Duma forma sumaria, o *HOMER* determina se uma configuração é viável, ou seja, se ela pode atender a demanda elétrica nas condições que foram especificadas pelo usuário, e estima o custo de instalação e operação do sistema durante a vida útil do projeto (SILVA,

2012). Os cálculos de custo do sistema contabilizam custo de capital, custo de reposição, custos de operação e manutenção, custos com combustível, entre outros.

Como resultado de todas estas operações, o programa *HOMER* gera uma lista de resultados em forma de tabelas e gráficos de estado de carga das baterias, tensão de energia produzida, e consumida, incluindo as prováveis configurações relacionados aos custos ao longo do tempo de simulação, que é feita em base anual, com os quais é possível comparar e avaliar seus aspectos técnicos e econômicos, os quais são possíveis de exportar para o seu uso de em relatórios e apresentações.

Com base nos resultados que são obtidos permite ao usuário tomar certas decisões, sobre o sistema pretendido, como se refere em Lilienthal, Gilman & Lambert (2011), quando um sistema de energia é projetado, muitas decisões sobre a configuração do sistema devem ser tomadas, tais como:

- a) Os tipos de componentes que devem ser incluídos no projeto do sistema (painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, geradores, baterias);
- b) A quantidade e o tamanho de cada componente que deve ser adotado;
- c) Localização do sistema a ser considerado no projeto.

## Referências bibliográficas

BELUCO, A.; SOUZA, P. K.; KREZINGER, A. **A complementaridade no tempo entre as energias hidrelétrica e fotovoltaica.** *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v.8, n.1, 2003. 99-110pp

BELUCO, Alexandre. **Bases para dimensionamento de aproveitamentos hídricos baseados em energias hidrelétrica e fotovoltaica.** Tese de Doutorado em Engenharia. Pós-graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC). Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2001. 234f

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Série Estudos da Demanda, Nota Técnica DEA 12/16, Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída para os próximos 10 anos (2015-2024).** Rio de Janeiro, 2016

CANALES, Fausto Alfredo. **Simulação e dimensionamento ótimo de sistemas autônomos híbridos com reservatórios hidrelétricos.** Tese de Doutorado em Engenharia. Pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental. Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2015. 90f

CANALES, Fausto Alfredo. **Simulação e dimensionamento ótimo de sistemas autônomos híbridos com reservatórios hidrelétricos.** Tese de Doutorado em Engenharia. Pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental. Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2015. 90f

CONNOLLY, D.; LUND, H.; MATHIESEN, B. V.; LEAHY, M. **A review of computer tools for analyzing the integration of renewable energy into various energy systems.** *Applied Energy*, v.87, n.4, 2010. 1059-1082pp

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética.** Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015. Brasília, 2015. Disponível [online]: [https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2015.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf). Acesso em: 04 ag. 2016

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. Balanço Energético Nacional 2015: Ano base 2014: Relatório Síntese. Rio de Janeiro, 2015. Disponível [online]: <http://www.epe.gov.br/Paginas/default.aspx>. Acesso em: 22 nov. 2016

FISCHER, A., SILVA, J. S., BELUCO, A. & ALMEIDA, L. E. B. **Simulating Ocean and Tidal Current Power Plants with Homer**. *Journal of Computational Water, Energy, and Environmental Engineering*, n.4, 2015. 38-55pp. Disponível [online]: <[http://file.scirp.org/pdf/CWEEE\\_2015071414281553.pdf](http://file.scirp.org/pdf/CWEEE_2015071414281553.pdf)> Acesso em: 26 Jul. 2016

IEA. **International Energy Agency**. Key World Energy Statistics. 2014

IRENA. **International Renewable Energy Agency**. REmap 2030: A Renewable Energy Roadmap. Abu Dhabi: IRENA, jun. 2014. Disponível [online]: <[www.irena.org/remap](http://www.irena.org/remap)>. Acesso em: 22 jul. 2017

LAMBERT, T.; GILMAN, P.; LILIENTHAL, P. **Micro power system modeling with HOMER**. In: FARRET, F. A.; SIMÕES, M. G. Integration of Alternative Sources of Energy, John Wiley & Sons, 2006. 379-418pp

LILIENTHAL, P.; GILMAN, P.; LAMBERT, T. *Getting Started Guide for HOMER Legacy (Version 2.68)*. Boulder: HOMER Energy, 2011

MMA. **Ministério do Meio Ambiente**. Cenários de baixa hidrologia para o Setor Elétrico Brasileiro (2016-2030): Impacto do Clima nas Emissões de Gases de Efeito Estufa. 2017. Disponível [online]: <http://www.mma.gov.br/index.php/comunicacao/agencia-informma?view=blog&id=2451>. Acesso em: 16 jul. 2017

ONU. **Organização das Nações Unidas**. Factos sobre energia sustentável. Rio de Janeiro. 2012. Disponível [online]: < <http://www.onu.org.br/rio20/energia.pdf>. > Acesso em: 13 set. 2016

ONU. Organização das Nações Unidas. **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável**. 2015. Disponível [online]: <http://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/>. Acesso em: 08 jul. 2017

ONU. **Organização das Nações Unidas**. Relatório anual do ano 2014. Disponível [online] <<http://esa.un.org/unpd/wup/CD-ROM/>>. Acesso em: 9 de maio. 2016

PERAZA, Danielle Goulart. **Estudo de viabilidade da instalação de usinas solares fotovoltaicas no estado do rio grande do Sul**. Dissertação de Mestrado em Engenharia. Pós-graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2013. 81f

PERAZA, Danielle Goulart. **Estudo de viabilidade da instalação de usinas solares fotovoltaicas no estado do rio grande do Sul**. Dissertação de Mestrado em Engenharia. Pós-graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2013. 81f

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Org.) Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. CEPEL – CRESESB. Rio de Janeiro (RJ), março de 2014. 530p

SCHULTZ, Rafael; BELUCO, Alexandre; HOMRICH, Roberto Petry; EIFLER, Ricardo C. **A PV hydro hybrid system using residual flow of Guarita Hydro Power Plant, in southern Brazil**. In: KISHOR, Nand & FRAILE-ARDANUY, Jesus. Modeling and Dynamic Behavior of Hydropower Plants. The Institution of Engineering and Technology, 2016. 185-202pp

SILVA, J. S.; BELUCO, A.; ALMEIDA, L. E. **Simulating an ocean wave power plant with HOMER**. *International Journal of Energy and Environment* (IJE), v.5, n.5, 2014. 619-630pp

SILVA, Jones S. **Viabilidade de geração de energia elétrica através de ondas oceânicas no litoral norte do Rio Grande do Sul: estudo de um sistema híbrido de energias renováveis**. Dissertação de Mestrado em Engenharia. Pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental. Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2012. 118f

SILVA, Jones S.; BELUCO, Alexandre. **Guia de Introdução para o HOMER Legacy (Versão 2.68)**, 2012. Tradução. Disponível [online]: <[http://homerenergy.com/pdf/HOMERGettingStarted\\_Portugues.pdf](http://homerenergy.com/pdf/HOMERGettingStarted_Portugues.pdf)>. Acesso em: 31 jul. 2016

SINHA, S.; CHANDEL, S. S. **Review of software tools for hybrid renewable energy systems**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.32, n.1, 2014. 192-205pp. [DOI: 10.1016/j.rser.2014.01.035]

TOLMASQUIM, M. T. (Coord.). **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro (RJ), Empresa de Pesquisa Energética. 2016. 452p

WWF. **World Wide Fund for Nature**. Políticas para fontes renováveis de energia elétrica no Brasil. Sumário para tomadores de decisões. 2012. Disponível [online]: <[Políticas para fontes renováveis de energia elétrica no Brasil](#)> Acesso em: 09 ag. 2016

## **CAPÍTULO 2 – ARTIGOS PROPOSTOS**

**Artigo 1** – O uso de painéis fotovoltaicos sobre estruturas flutuantes em sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos

**Artigo 2** – Um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico a ser instalado na barragem de Laranjeiras, no Sul do Brasil

**Artigo 3** – Um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com operação baseada no uso do reservatório para armazenamento de energia

## **2.1. ARTIGO 1**

### **O USO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS SOBRE ESTRUTURAS FLUTUANTES EM SISTEMAS HÍBRIDOS HIDRELÉTRICOS FOTOVOLTAICOS**

Artigo submetido para publicação na *International Journal of Energy and Environment*



## **O uso de painéis fotovoltaicos sobre estruturas flutuantes em sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos**

Gabriel Vasco<sup>1</sup>; Jones Souza da Silva<sup>1</sup>; Alexandre Beluco<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup>Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Av. Bento Gonçalves, 9500 CEP: 91501-970 - Porto Alegre - RS – Brasil.

\*Autor de correspondência: Prof. Alexandre Beluco - [abeluco@iph.ufrgs.br](mailto:abeluco@iph.ufrgs.br)

### **Resumo**

Os aproveitamentos baseados em única fonte renovável enfrentam várias dificuldades de aceitação, devido principalmente a elevados custos iniciais e a baixos rendimentos finais que recompensem custos de investimento. Uma maneira de melhorar o desempenho desses sistemas é a utilização de mais de uma fonte de energia, principalmente quando as fontes empregadas apresentarem algum tipo de complementaridade. O presente artigo tem por objetivo apresentar uma revisão bibliográfica de trabalhos recentes sobre sistemas híbridos e complementariedade energética, fazendo menção à novas tendências do uso de PVs sobre estruturas flutuantes, que possuem maior desempenho na água.

**Palavras-chave:** sistemas híbridos, melhor desempenho de geração, estruturas fotovoltaicas flutuantes.

## 1. Introdução

Os aproveitamentos baseados em fontes renováveis enfrentam várias dificuldades de aceitação, devido principalmente a elevados custos iniciais e a baixos rendimentos finais. Uma maneira de melhorar o desempenho desses sistemas é a utilização de sistemas híbridos de geração de energia, que são baseados em mais de uma fonte de energia. Neste contexto, tem-se o aproveitamento híbrido hidrelétrico fotovoltaico, que se refere a um sistema de geração baseado em um aproveitamento hidrelétrico e um fotovoltaico operando simultaneamente ou complementando-se um ao outro no espaço e/ou no tempo para atender as demandas de um conjunto de cargas consumidoras (BELUCO, SOUZA & KRENZINGER, 2008).

Abordagens sobre sistemas híbridos de energia são indissociáveis à complementariedade energética devido a variabilidade sazonal e intermitência dos recursos energéticos e aos elevados custos de investimento para instalação de sistemas baseados em única fonte de energia, quando projetados para atender uma demanda energética e sem falhas, versus baixa eficiência final que recompense os custos iniciais de investimento, acarretando na diminuição das garantias de abastecimento, são fatores determinantes para fraca e/ou pouca aceitação no mercado energético. Segundo Beluco, Souza & Krenzinger (2003), a utilização das energias renováveis torna-se ainda mais atraente do ponto de vista da complementariedade, que é a disponibilidade de uma ou mais fontes de energia que se complementem ao longo de uma região (complementariedade no espaço), ou podem apresentar períodos em que se complementam ao longo do tempo em uma mesma região (complementariedade no tempo).

A inclusão de recursos complementares na matriz energética de um determinado país e/ou região com a adoção de fontes alternativas de energia, tem como condição essencial a possibilidade de minimização dos impactos ocasionados por crises internacionais que atingem o mercado de combustíveis fósseis ou por instabilidade na geração de hidroeletricidade provocada por períodos de estiagem (BITTENCOUT *et al.*, 1999).

Segundo Beluco (2001), duas fontes de energia, em determinado local, podem apresentar disponibilidades perfeitamente complementares ao longo do tempo se, além de períodos idênticos, apresentarem os valores máximos ou os valores mínimos distantes entre si de um intervalo correspondente à metade do período em questão, contendo também valores médios iguais. Este fato pode ser observado na representação hipotética de duas curvas senoidais, conforme ilustra a Figura 8, no qual duas fontes de energia apresentam disponibilidades complementares no tempo e/ou espaço, ao longo de um ano.

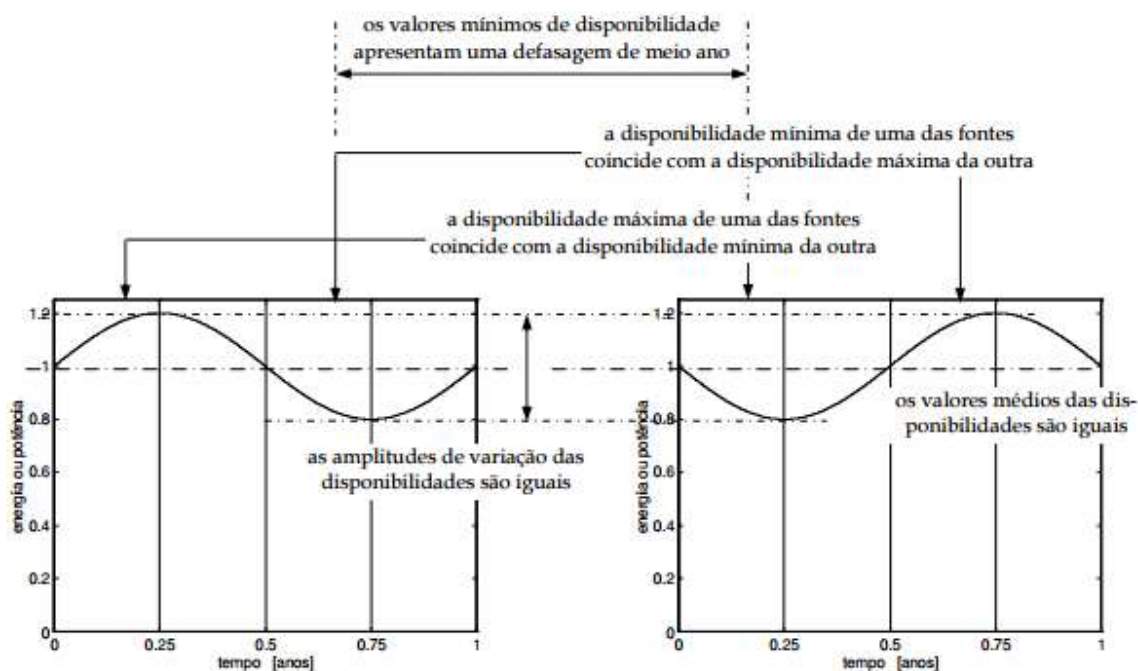


Figura 6. Funções matemáticas que caracterizam as disponibilidades energéticas de duas fontes consideradas perfeitamente complementares ao longo de um ano.

Fonte: Beluco *et al.* (2003)

Por exemplo, ao longo do ano, em regiões onde em períodos menos chuvosos e/ou de estiagem, quando as hidrelétricas produzem menos, a utilização da energia solar fotovoltaica, eólica e/ou de biomassa pode suprir essa diminuição de geração de energia. Mas importa frisar que a disponibilidade das fontes energéticas empregadas é determinante para a sua complementaridade que pode influenciar e beneficiar no dimensionamento e na operação desse tipo de sistema energético (BELUCO, SOUZA & KRENZINGER, 2008).

Já foram realizados vários estudos sobre sistemas híbridos de energia baseados em recursos complementares, como é o caso de Beluco (2001), que desenvolveu tendo apresentado mapa de complementaridade no tempo, nas amplitudes de variação e total, visualizado na Figura 9, entre as disponibilidades hídrica e solar para o RS. O autor calculou esses índices com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal no RS, em termos de avaliação, o índice de complementaridade no tempo indica o intervalo de tempo entre os valores mínimos das disponibilidades das duas fontes energéticas e o índice de complementaridade na amplitude nos permite avaliar a relação entre as proporções dos valores máximos e mínimos das duas funções de disponibilidade energética.

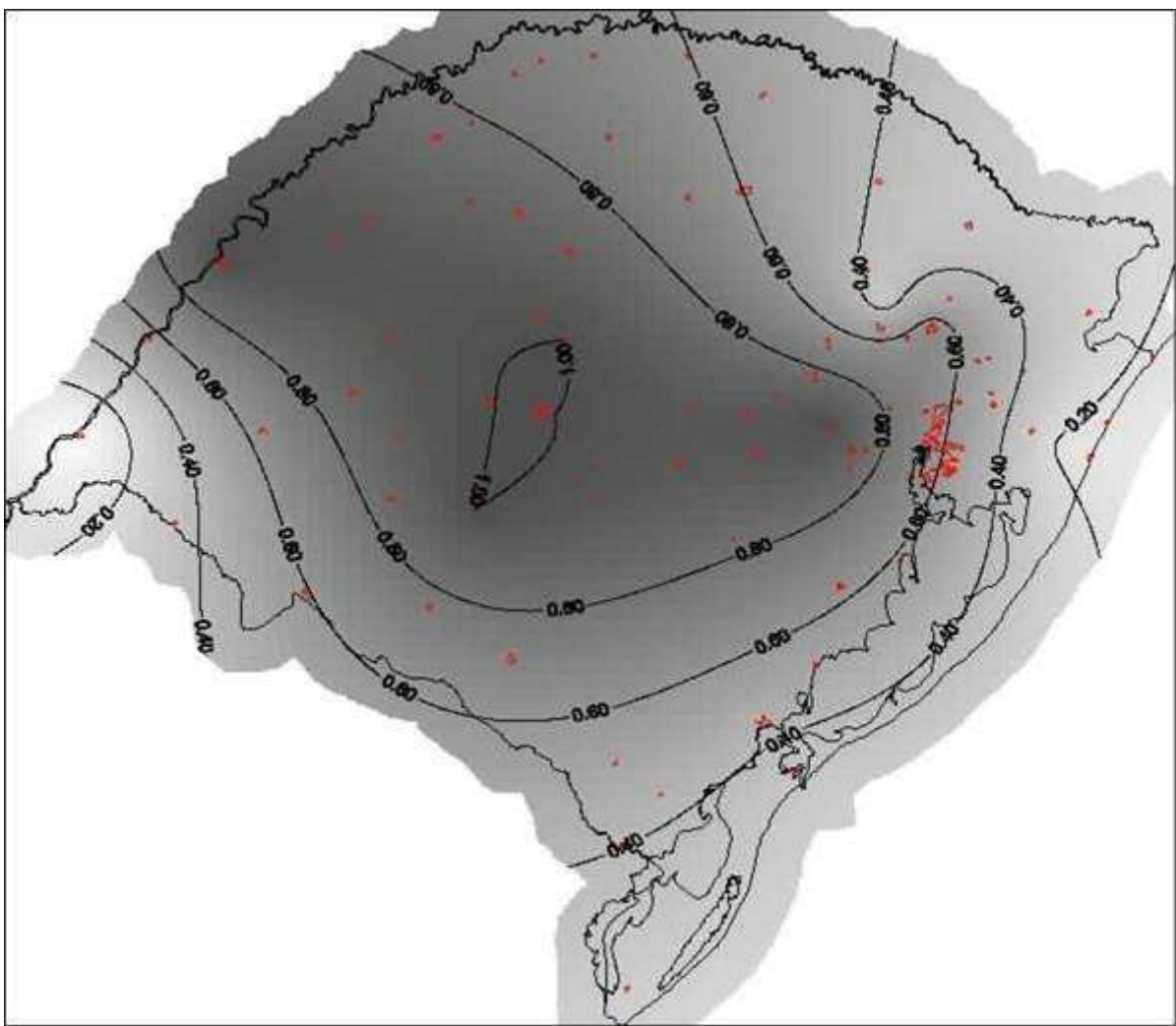


Figura 7. Mapa da complementaridade total entre as disponibilidades hídrica e solar, avaliada pelo índice de complementaridade, calculado com base em dados de precipitação mensal e radiação solar mensal incidente sobre um plano horizontal, no RS.

Fonte: Beluco (2001)

Beluco (2001), apresenta ainda um índice de complementaridade de energia, para avaliar a proporção entre os valores médios das funções de disponibilidade. O índice de complementaridade total é obtido pela multiplicação dos índices de complementaridade no tempo, na amplitude e de energia, sendo que, em seu trabalho, considerou o índice de complementaridade de energia com valor unitário para o cálculo do índice de complementaridade total. O desenvolvimento das equações para a obtenção dos respectivos índices de complementaridade está demonstrado em seu trabalho e abaixo seguem os mapas resultantes.

Em um capítulo de livro, Beluco *et al.* (2015), foram pioneiros na análise da

complementaridade entre a energia hidrelétrica e a energia solar: eles distinguiram a complementaridade espacial da complementaridade temporal, e introduziram o índice de complementaridade de um determinado local, para além de analisarem o desempenho de uma estação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, e como a complementaridade entre as duas fontes está ligada a provisão da eletrificação. Seu estudo de caso no Rio Grande do Sul, indica áreas de alta complementaridade em suas pesquisas subsequentes.

Os trabalhos de Beluco (2001) e Beluco, Souza & Krezinger (2003), apresentam alguns índices fundamentais para o entendimento desta questão, no caso, uma abordagem entre as energias hidrelétrica e fotovoltaica, conforme a Figura 10, onde os valores da precipitação média mensal e insolação média mensal, em Taquari - RS, mostraram-se ótimos, e se complementam ao longo do ano.

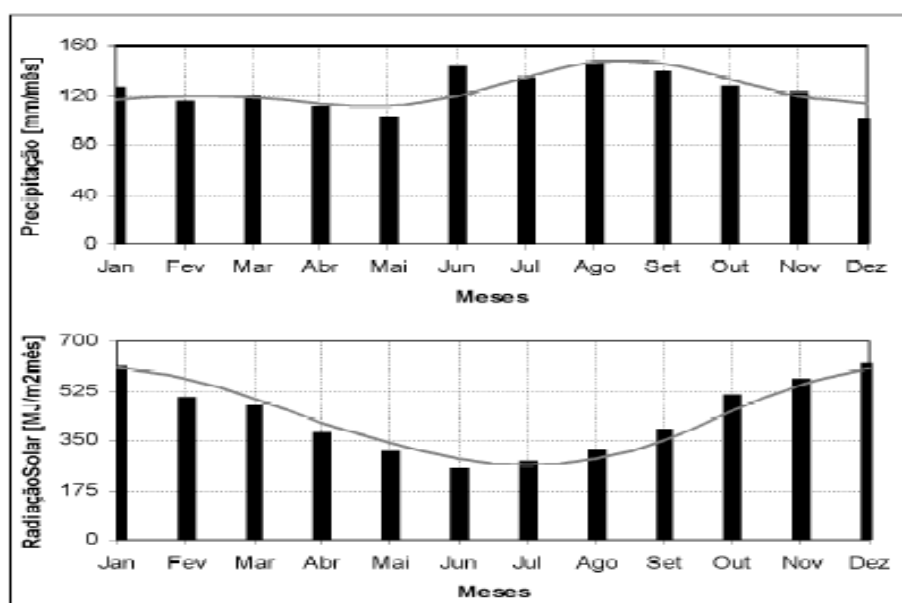


Figura 8. Dados de precipitação média mensal e insolação média mensal, para a estação climatológica da FEPAGRO em Taquari, RS. Curvas ajustadas (sobrepostas aos dados apresentados) pelo método dos mínimos quadrados.

Fonte: Beluco (2001)

Marinho & Aquino (2009), simularam a complementaridade entre os regimes eólico e hidrológico para a produção de energia elétrica, utilizando a instalação hipotética de fazendas eólicas, contribuindo com o aproveitamento hidrelétrico de Sobradinho no rio São Francisco, abrangendo 15 municípios em 7 estados da região do nordeste brasileiro, conforme a Figura 9, sugerindo que a complementaridade sazonal entre as fontes alternativas constitui-se em uma vantagem sistemática a ser explorada, ainda em termos nacionais, pela necessidade de reposição de demanda elétrica em períodos de pouca vazão hídrica.

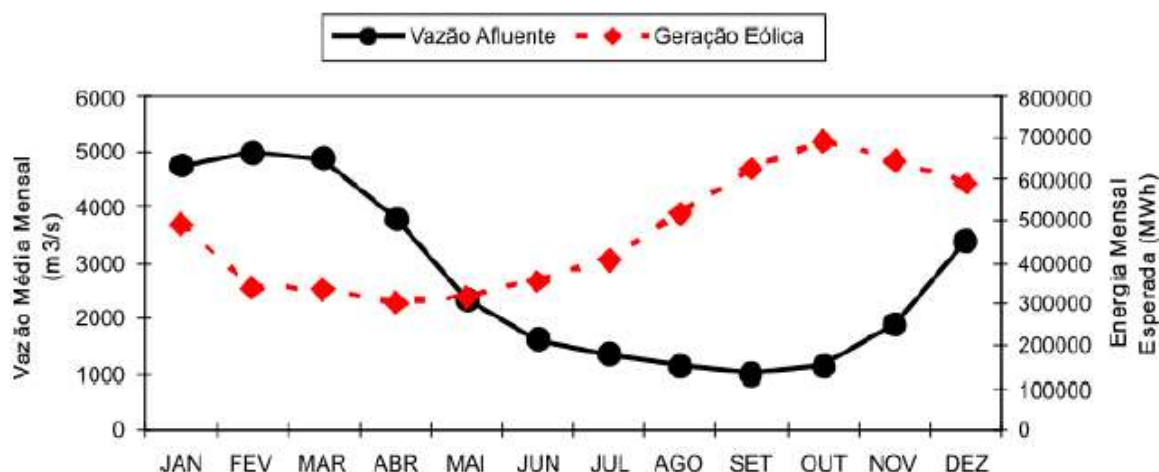


Figura 9. Complementaridade entre as vazões afluentes de Sobradinho com a média mensal estimada da geração eólica.

Fonte: Marinho & Aquino (2009)

O trabalho de McVeigh (1977), apenas identifica a complementaridade entre energias solar e eólica ao longo do território da Grã-Bretanha. Marchetti & Piccolo (1991) e Seeling Hochmuth (1997), abordam sistemas baseados em energias solar e eólica, usualmente com apoio de um sistema diesel, e citam a possibilidade de inserção também de um aproveitamento hidrelétrico. Outros autores também admitem a complementaridade entre a energia eólica e a hídrica, em estudos desenvolvidos por Ancona *et al.* (2003) nos Estados Unidos, Canadá e Rússia, concluíram que o potencial eólico pode suprir as necessidades complementares de usinas hidrelétricas e vice-versa. Em outra situação, em estudos realizados em *Oaxaca* no México, Jaramillo, Borja & Huacuz (2004), revelaram que em duas situações, também hipotéticas, a energia eólica pode ser complementada pela hidráulica, essa combinação poderia fornecer aproximadamente 20 MW de energia no sistema elétrico daquela região. O trabalho de Akella (2011), identificou a complementaridade entre os recursos hídricos e solar fotovoltaico na Índia, onde os resultados revelaram ser uma solução ótima e viável para a substituição das fontes convencionais pelas energias renováveis para a distribuição de eletricidade numa área rural do distrito de Sundargarh, estado de Orissa.

No entanto, a combinação de duas ou mais fontes de geração de energia que se mostrem complementares, é considerada por vários estudos como excelente ferramenta para a repotenciação de fontes de geração de energia inexplorados por vários motivos ou em funcionamento com vista a melhorar a eficácia dos sistemas de geração de energia. Dentre as várias combinações possíveis relatadas nos vários estudos, os recursos hídricos e energia solar fotovoltaica é tida como sendo uma combinação ótima e interessante, por permitir melhor

aproveitamento dos corpos d'água, pois eles passam a gerar energia não apenas do seu potencial hidráulico.

## **2. O uso de painéis fotovoltaicos sobre estruturas flutuantes**

O aumento da produção mundial de módulos fotovoltaicos e um maior número de programas de incentivo para sua instalação sobre telhados ou sobre o solo já é uma prática difundida em muitos países, mas pesquisas revelam uma tendência recente que é a utilização da superfície livre de reservatórios de água para a instalação de módulos fotovoltaicos sobre estruturas flutuantes, operando em sistemas híbridos com a planta de geração hidrelétrica que aproveita a energia elétrica disponível na estrutura hidráulica que mantém esse reservatório, o que além de aumentar consideravelmente a geração de energia devido ao resfriamento dos painéis fotovoltaicos instalados no espelho d'água, também faz com que aumente consideravelmente a geração de energia devido ao resfriamento da temperatura dos painéis fotovoltaicos instalados no espelho d'água (LEVY, 2009).

Schultz *et al.* (2016), mencionam que para o uso de painéis flutuantes, uma série de adaptações são necessárias, como, por exemplo, garantir a estabilidade do sistema mesmo com o efeito de intempéries e se adaptar aos diferentes níveis do espelho d'água. Ferrer-Gisbert *et al.* (2013), destacam outra vantagem extra com o sistema fotovoltaico flutuante, que é o sombreamento da superfície da água, bloqueia a luz solar que impedem a proliferação de algas, causando assim uma menor evaporação que, por exemplo, no caso de reservatórios para irrigação faz com que mais água esteja disponível para ser utilizada, para além da possibilidade de uso de mais nobre terra, seja para a agricultura ou outras atividades primordiais do ser humano.

Uma série de estudos já foram desenvolvidos, por exemplo, a fabricante francesa *Ciel & Terre International*, detentora do *Hidrélio®*, tecnologia aplicada de estruturas plásticas flutuantes e utilizada em mais 40 usinas solares flutuantes instaladas na Europa e Ásia, locais com baixo nível de irradiação solar do que no território Brasileiro, onde os resultados mostram que a tecnologia de geração solar no espelho d'água gera aproximadamente 14% a mais de eletricidade do que a geração solar em terra ou no telhado, enquanto os resultados de eficiência dos painéis em uma usina solar flutuante instalada no reservatório de Porto Primavera em São Paulo, estiveram acima dos 14% verificados na Europa e na Ásia.

Craig *et al.* (2005) destacaram o bom desempenho dos métodos mecânicos, que incluem estruturas flutuantes sobre o espelho d'água de reservatório, e a redução da

evaporação obtida com tais sistemas é de cerca de 80%. Ferrer-Gisbert *et al.* (2013) e Santafé (2014), estudaram sistema híbrido com estruturas flutuantes sobre o espelho d'água em sistemas de irrigação na Espanha, e os resultados encontrados mostraram-se técnica e economicamente viáveis. O custo do sistema fotovoltaico flutuante é em torno de 30% maior que o custo de um sistema fotovoltaico convencional (FERRER-GISBERT *et al.* 2013).

Schultz *et al.* (2016), estudaram a viabilidade de geração de energia elétrica a partir da vazão ecológica na PCH Guarita, adotando o método de cobertura com painéis fotovoltaicos operando como estruturas flutuantes sobre espelho d'água em reservatórios, tendo sido indicado como solução viável a combinação de 34,8 kW de potência hidráulica e 30 kW de painéis fotovoltaicos, para além de ser economicamente viável gerar energia em virtude do baixo investimento inicial e custo de operação da fonte hidráulica, e o sistema fotovoltaico ainda é economicamente inviável para a realidade brasileira em virtude do alto custo, mas os custos mais baixos de módulos fotovoltaicos podem viabilizar algumas soluções com painéis fotovoltaicos de 60 kW e 90 kW; e o referido estudo indicou conclusões úteis no processo de concepção e implementação do sistema híbrido estudado.

Teixeira *et al.* (2015), descreveram com auxílio do *HOMER* como funcionaria um acoplamento hidroelétrico fotovoltaico, instalando ambos em uma barragem de abastecimento de água potável no Brasil. O estudo determinou ser ótimo e viável, a instalação de um sistema híbrido com um sistema solar fotovoltaico de 60 kW operando como estrutura flutuante sobre espelho d'água em uma hidrelétrica com capacidade de 227 kW; uma combinação que resultaria em um custo inicial de investimento estimado em US \$ 1715,83 por kW e um custo de energia de US \$ 00,59 \$ / kWh.

Neste contexto, o presente artigo tem como objetivo revisar os trabalhos recentes sobre o uso de PVs sobre estruturas flutuantes usados em sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos. A futura maior usina fotovoltaica flutuante do mundo (sublinhado do autor), possui um conjunto de 50.904 módulos fotovoltaicos com capacidade de 270 Wp cada peça, ocupando uma área total de aproximadamente 18 hectares sobre a superfície de água do reservatório de Yamakura, no Japão. A potência total será de 13,7 MWp gerando 16.170 MWh por ano.



### 3. Comentários finais

Sistemas autônomos de geração não são capazes de cobrir a crescente demanda de energia elétrica, entretanto sistemas híbridos que é a combinação de duas ou mais fontes de geração de energia que se mostrem complementares no tempo e/ou no espaço, é considerada por vários estudos como uma alternativa para melhorar o desempenho, equilíbrio e maior otimização no fornecimento de energia elétrica, e como excelente ferramenta para operacionalizar os potenciais energéticos inexplorados ou em funcionamento com vista a melhorar a eficácia dos sistemas de geração de energia.

Uma possível complementaridade entre recursos energéticos pode ajudar a reduzir os riscos de sistema híbrido falhar durante períodos de disponibilidade de energia reduzida e também pode contribuir para que as capacidades instaladas sejam menores.

Dentre as várias combinações possíveis relatadas nos vários estudos, os recursos hídricos e energia solar fotovoltaica é tida como sendo uma combinação ótima e interessante, por permitir melhor aproveitamento dos corpos d'água, pois eles passam a gerar energia não apenas do seu potencial hidráulico. E estudos recentes mostram interesse no uso de painéis fotovoltaicos sobre estruturas flutuantes em sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos, por apresentarem bom desempenho na água, reduzindo a evaporação, fato que aumenta consideravelmente a geração de energia.

### Agradecimentos

O presente artigo foi desenvolvido como parte das atividades do Grupo de Estudo sobre Energias Renováveis e Sustentabilidade do Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, com apoio do Programa Estudantes-Convênio de Pós-Graduação – PEC-PG, da CAPES/CNPq/MRE-Brasil.

### Referências bibliográficas

AKELLA. A. K. **Optimization of PV/Wind/Micro-Hydro/Diesel Hybrid Power System in HOMER for the Study Area.** *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, v.3, n.3, 2011. 307-325pp

ANCONA, D. F.; KRAU, S.; LAFRANCE, G.; BEZRUKIKH, P. Operational Constraints and Economic Benefits of Wind-Hydro Hybrid Systems Analysis of Systems in the U.S./Canada and Russia. European Wind Energy Conference, Madrid, Spain, 2003. 16-19pp

BELUCO Alexandre; SOUZA Paulo K.; KRENZINGER Arno. **PV hydro hybrid systems**. *IEEE Latin America Transactions*, v.6, n.7, 2008. 626-631pp

BELUCO, A.; SOUZA, P. K.; KREZINGER, A. **A complementaridade no tempo entre as energias hidrelétrica e fotovoltaica**. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v.8, n.1, 2003. 99-110pp

BELUCO, Alexandre. **Bases para dimensionamento de aproveitamentos hídricos baseados em energias hidrelétrica e fotovoltaica**. Tese de Doutorado em Engenharia. Pós-graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC). Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2001. 234f

BELUCO, Alexandre; DE SOUSA, Paulo Kroeff; LIVI, Flávio Pohlman; CAUX, Johann. **Energetic Complementarity with Hydropower and the Possibility of Storage in Batteries and Water Reservoirs**. In: SORENSEN, Bent. *Solar Energy Storage*. 1. ed. Amsterdam, Netherlands: Elsevier, 2015, 155-188pp.

BITTENCOUT, R. M.; AMARANTE, O. C.; SCHULTZ, D. J. et al. Estabilização sazonal da oferta de energia através da complementaridade entre os regimes hidrológico e eólico. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 15, 1999. Foz do Iguaçu: anais. 1999. GLP-17

CRAIG, I.; GREEN, A.; SCOBIE, M.; SCHMIDT, E. Controlling Evaporation Loss from Water Storages. NCEA Publication N° 1000580/1. Queensland, 207 pp. 2005

FERRER-GISBERT, Carlos et al. **A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs**. *Renewable Energy*, v.60, n.63, 2013. 63-70pp

JARAMILLO, O. A.; BORJA, M. A.; HUACUZ, J. M. **Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power**. *Renewable Energy*, v.29, n.11, 2004. 1887-1909pp

LEVY, M. **saving the blue planet**. In: Domingo, Lázaro (Ed.). Proceedings of the IASS symposium on evolution and trends analysis and construction of shell and spatial structures. Valencia: UPV; 2009

MARCHETTI, G. P.; PICCOLO, M. **Mathematical models for the construction of a renewable energy hybrid plant**. 10<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, p.728-733, Lisboa, Portugal, 1991

MARINHO, M. H. N.; AQUINO, R. R. B. Oferta de energia através da complementaridade sazonal hidroelétrica. **PCH Noticias & SHP News**, (40), p. 24-28, 2009

McVEIGH, J. C. **Energia Solar**, Cetop: Lisboa, Portugal, 1977, 238p

SANTAFÉ, M. R. et al. **Implementation of a photovoltaic floating cover for irrigation reservoirs**. *Journal of Cleaner Production*, n.66, 2014. 568-570pp. Disponível [online]: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652613007683>. > Acesso em: 23 fev. 2017

SCHULTZ, Rafael; BELUCO, Alexandre; HOMRICH, Roberto Petry; EIFLER, Ricardo C. **A PV hydro hybrid system using residual flow of Guarita Hydro Power Plant, in southern Brazil**. In: KISHOR, Nand & FRAILE-ARDANUY, Jesus. Modeling and Dynamic Behavior of Hydropower Plants. The Institution of Engineering and Technology, 2016. 185-202pp

SEELING HOCHMUTH, G. C. **A combined optimization concept for the design and operational strategy of hybrid PV energy systems**. *Solar Energy*, v.61, n.2, 1997. 77-88pp

TEIXEIRA, L. E.; CAUX, J.; BELUCO, A.; BERTOLDO, I.; LOUZADA, J. A. S.; EIFLER, R. C. **Feasibility Study of a Hydro PV Hybrid System Operating at a Dam for Water Supply in Southern Brazil**. *Journal of Power and Energy Engineering*, n.3, 2015. 70-83pp. DOI: <http://dx.doi.org/10.4236/jpee.2015.39006>

## **2.2. ARTIGO 2**

### **UM SISTEMA HÍBRIDO HIDRELÉTRICO FOTOVOLTAICO A SER INSTALADO NA BARRAGEM DE LARANJEIRAS, NO SUL DO BRASIL**

Artigo submetido para publicação na *IEEE Latin America Transactions*

## Um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico a ser instalado na barragem de Laranjeiras, no sul do Brasil

Gabriel Vasco<sup>1</sup>; Jones Souza da Silva<sup>1</sup>; Alexandre Beluco<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup>Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Av. Bento Gonçalves, 9500 CEP: 91501-970 - Porto Alegre - RS – Brasil.

\*Autor de correspondência: Prof. Alexandre Beluco - [abeluco@iph.ufrgs.br](mailto:abeluco@iph.ufrgs.br)

### Resumo

A busca por alternativas às fontes tradicionais de produção de energia elétrica abre caminho para um novo mercado no mundo, e para o Brasil em particular. Ainda em seus primeiros passos, mas com imenso potencial, a geração de energia elétrica que aproveita a irradiação solar (fotovoltaica) e as hidrelétricas. Por outro lado, sistemas baseados em única fonte de geração de energia, quando projetados para atender uma determinada demanda sem falhas, acarretam aceitação no mercado devido a disponibilidade dos recursos e baixa eficácia no desempenho que recompense altos custos iniciais de investimento. Uma das formas de equilibrar e otimizar a oferta de energia, é o uso de mais de um recurso energético, onde as fontes podem se apresentar complementares. Das várias combinações possíveis relatadas nos vários estudos, o sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico é tido como sendo uma combinação ótima e interessante. Neste contexto, o presente artigo faz análise de pré-viabilidade técnica e econômica de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, adotando o método de cobertura com painéis solares fotovoltaicos flutuante sobre o espelho d'água para viabilizar a barragem de Laranjeiras. O estudo foi conduzido com base em simulações com o *HOMER*. A solução indicada como ótima foi a instalação de um sistema híbrido de energia, implementando uma micro usina hidrelétrica ao pé da barragem, com 1 497 kW de capacidade instalada, operando simultaneamente com um conjunto de módulos fotovoltaicos, sobre o espelho d'água da barragem, com 180 kW de capacidade instalada, e um limite de potência para compra e venda da rede igual a 400 kW, para atender demanda de cargas consumidoras até 40 MWh/d. Essa combinação resultaria em um custo inicial de 3 984 885 US\$/kW e um custo de energia de 0,026 US\$/kWh.

**Palavras-chave:** sistemas híbridos, complementariedade energética, estudo de pré-viabilidade, cobertura flutuante fotovoltaica, programa *HOMER*.

## 1. Introdução

A crescente demanda de eletricidade é fruto da expectativa que se tem na qualidade no seu fornecimento e da dinâmica de desenvolvimento, como resposta ao crescimento populacional. O constante aumento do consumo de energia elétrica tem feito as empresas geradoras de energia elétrica pensarem em diferentes maneiras de aumentar a geração Schultz *et al.* (2016). Portanto, com o intuito de incrementar a parcela de energia para suprir essa demanda, tem sido objeto de estudo a nível mundial tanto em laboratórios, quando em condições realísticas estudos sobre as fontes renováveis de energia, limpas que possam emitir baixos volumes de poluentes e gases de efeito estufa que não comprometam o meio ambiente.

Para além do que já foi explorado, Schultz *et al.* (2016), fazem menção a possibilidade que o Brasil tem em explorar cerca de 126 000 MW, quer através de novas instalações ou através de repotenciação de plantas antigas em locais em que todo potencial não era aproveitado por vários motivos, bem como investir em novas tecnologias que utilizam energia de fontes renováveis, os quais vêm ocupando parcelas cada vez significativas na matriz energética mundial, dada a diversidade dos recursos energéticos.

Em função da baixa eficiência dos sistemas de geração baseados em uma única fonte renovável, os sistemas híbridos aparecem como uma alternativa para melhorar o desempenho, equilíbrio e maior otimização no fornecimento de energia elétrica. Dentro deste prisma, a combinação entre os recursos hídricos e solar fotovoltaica é tida como sendo ótima e interessante, dentre as várias combinações possíveis relatadas nos vários estudos, onde as fontes de energia podem se mostrar complementares (SANTARELLI & MACAGNO, 2004; BELUCO, SOUZA & KRENZINGER, 2008; NFAH & NGUNDAM, 2009; KENFACK *et al.*, 2009; MUHIDA *et al.*, 2001; BEKELE, 2012).

Uma tendência recente é a utilização da superfície livre de reservatórios de água para a instalação de módulos fotovoltaicos sobre estruturas flutuantes, operando em sistemas híbridos com a planta de geração hidrelétrica que aproveita a energia elétrica disponível na estrutura hidráulica que mantém esse reservatório. Pois o fato de ser uma tecnologia de mitigação da evaporação aplicada em reservatórios e que bloqueia a luz solar que impedem a proliferação de algas (FERRER-GISBERT *et al.*, 2013), faz com que aumente consideravelmente a geração de energia devido ao resfriamento da temperatura dos painéis fotovoltaicos instalados no espelho d'água.

Uma série de estudos já foram desenvolvidos, por exemplo, Craig *et al.* (2005) destacaram o bom desempenho dos métodos mecânicos, que incluem estruturas flutuantes sobre o espelho d'água de reservatório. Ferrer-Gisbert *et al.* (2013) e Santafé (2014),

estudaram sistema híbrido com estruturas flutuantes sobre o espelho d'água em sistemas de irrigação na Espanha. Schultz *et al.* (2016), estudaram a viabilidade de geração de energia elétrica a partir da vazão ecológica na PCH Guarita, adotando o método de cobertura com painéis fotovoltaicos operando como estruturas flutuantes sobre espelho d'água em reservatórios, tendo sido indicado como solução viável a implementação do sistema híbrido proposto. Teixeira *et al.* (2015), descreveram com auxílio do *HOMER* como funcionaria um acoplamento hidroelétrico fotovoltaico, instalando ambos em uma barragem de abastecimento de água potável no Brasil.

Neste contexto, o presente artigo adotou a versão 2.68 do *HOMER Legacy*, para avaliar a pré-viabilidade técnica e econômica para implementação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico na barragem de Laranjeiras, com a usina funcionando a fio de água, considerando a instalação dos módulos fotovoltaicos em dispositivos flutuantes, conforme ilustrado na Figura 10, obedecendo o proposto por Santafé (2014).

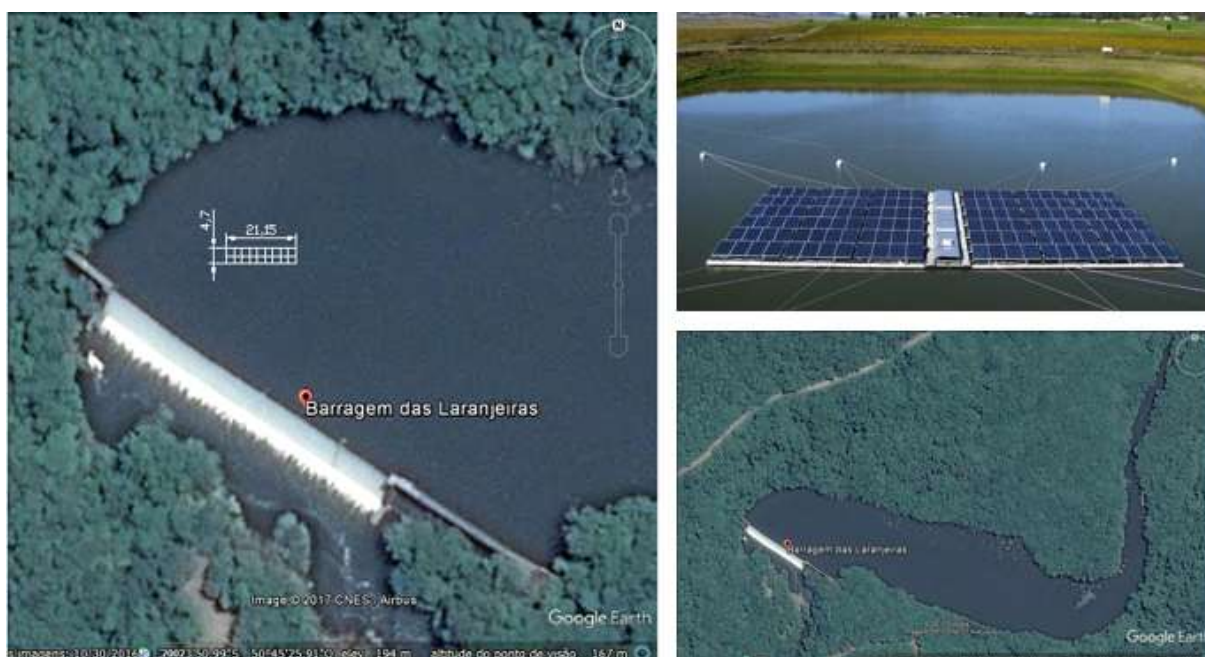


Figura 10. Painéis fotovoltaicos flutuantes sobre o espelho de água de reservatório.

Fonte: adaptado pelo autor.

## 2. A barragem de Laranjeiras

Localizada na Estrada Geral da Canastra, em Canela, município brasileiro do estado do Rio Grande do Sul, na Mesorregião Metropolitana de Porto Alegre e na Microrregião de Gramado entre as seguintes coordenadas geográficas: latitude 29°22'0" S e longitude 50°39'30" O (Figura 11), a barragem das Laranjeiras foi construída na década de 60 para gerar

energia elétrica, mas o projeto não foi finalizado, tendo sido transformado em uma atração turística, utilizada para prática de rafting.

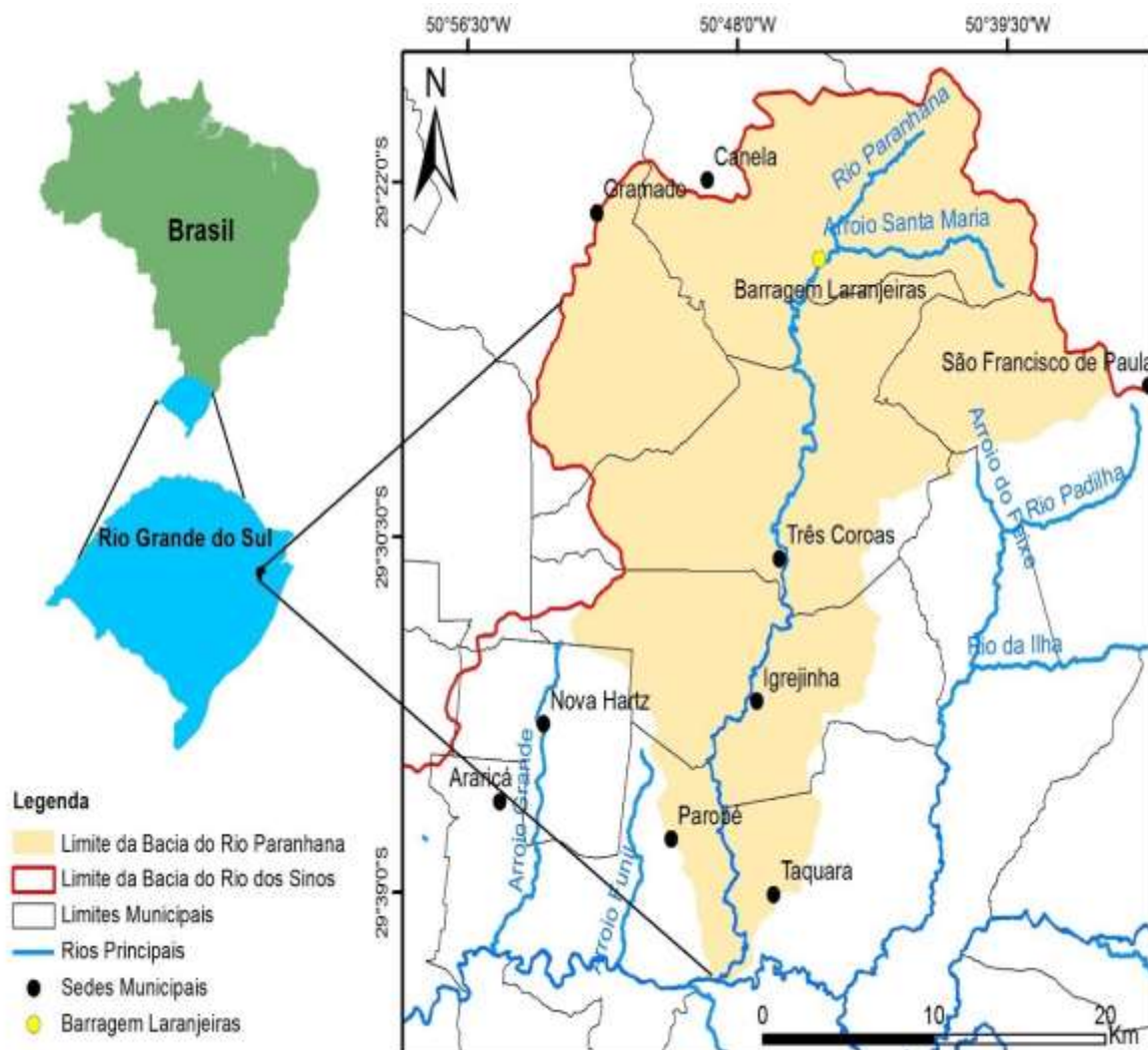


Figura 11. Localização geográfica da barragem de Laranjeiras.

Fonte: adaptado pelo autor, a partir de ArcGis (2016)

A barragem de Laranjeiras, observada pela vista frontal do seu vertedouro (Figura 12) possui 2 km de extensão, 280 m de largura, 20 m de altura até a base do vazador natural, que mede 10 m, a profundidade no local varia entre 3 m a 10 m.





Figura 12. Vista frontal do vertedouro da barragem de Laranjeiras.

Fonte: captada pelo autor, a quando da visita de campo (2017)

A Figura 13, mostra a vista frontal da superfície do reservatório. No projeto do extinto DNOS para construção da UHE de Laranjeiras, que é a terceira etapa do Sistema Salto (que utiliza as águas do Rio Santa Maria), à jusante das UHE de Bugres e Canastra já em operação, já existe o reservatório com capacidade útil de 200 000 m<sup>3</sup>, volume útil de 0,20 km<sup>3</sup>, fechado pela barragem a gravidade de Passo Louro, que recolhe as descargas da UHE de Canastra, cuja instalação estava prevista com adução de cerca de 5 km a 6 km de comprimento, conduto forçado para uma queda de cerca de 100 m, casa de máquinas externas e subestação elevadora ligada com linha de 69 kV à subestação principal de Canastra (CEEE, 1970). Nela, já estava prevista a tomada de água para o futuro sistema de adução, atualmente fechado por uma comporta de setor.

O projeto original previa uma geração de cerca de 7,5 MW. A adução dimensionada para uma vazão de 10 m<sup>3</sup>/s, começa na tomada d'água existente com um tronco de canal provido de vertedor lateral, e que acaba numa bacia de carga, com vertedor necessário para desviar a vazão do canal adutor no caso de parada da usina, é composta essencialmente por um canal aberto a meia encosta com trechos de tubulações enterradas, feitas de concreto armado com diâmetro de 2,50 m, espessura 0,20 m, declividade de 0,15%, e desenvolve-se por um comprimento total de 5900 m (CEEE, 1970). O canal tem seção trapezoidal com

declividades do fundo de 0,5% e das margens na proporção de 1: 1,5 e é revestido com concreto armado. O desvio, dá-se por meio de um canal seguido de uma tubulação metálica que desemboca num dissipador de energia.

O reexame do projeto original da hidrelétrica de Laranjeiras, determinou duas soluções, a implementação de uma usina, considerando a instalação para funcionamento de base, e outra considerando a instalação para operação de ponta (CEEE, 1970). As duas soluções previam uma adução de 5 km a 6 km, um conduto forçado de cerca de 500 m de comprimento, para uma queda estática de 100 m e uma casa de máquinas externa que restitui as águas ao próprio rio Santa Maria. A adução, foi determinada como sendo um elemento tecnicamente meio delicado, com efeito, ela envolve terrenos geologicamente pouco estáveis, formada por materiais de decomposição de basalto com fragmentos de rocha, onde é perceptível a circulação da água de infiltração.



Figura 13. Vista frontal da superfície do reservatório.

De acordo com a classificação climática Koppen, a bacia do rio Paranhana (Figura 14), apresenta os Tipos Climáticos Cfa – mesotérmico (temperatura média mais frio a 18°C e do mês mais quente superior a 22°C), subtropical úmido sem estação seca – e Cfb - mesotérmico e temperado úmido (temperatura média do mês mais quente inferior a 22°C). As precipitações são bem distribuídas ao longo do ano, com médias de 2 310 mm para um posto localizado no município de São Francisco de Paula, na porção superior da bacia do Paranhana

e de 1401 mm no município de Taquara localizado na porção inferior da bacia. A temperatura média na região é de 14,4°C na região de tipo climático temperado (São Francisco de Paula) 19,4°C na região de tipo subtropical (Taquara); e a umidade relativa do ar tem média anual de 80%, com pouca variação, que pode ser explicada pela boa distribuição de chuvas ao longo (MAGNA, 1996).

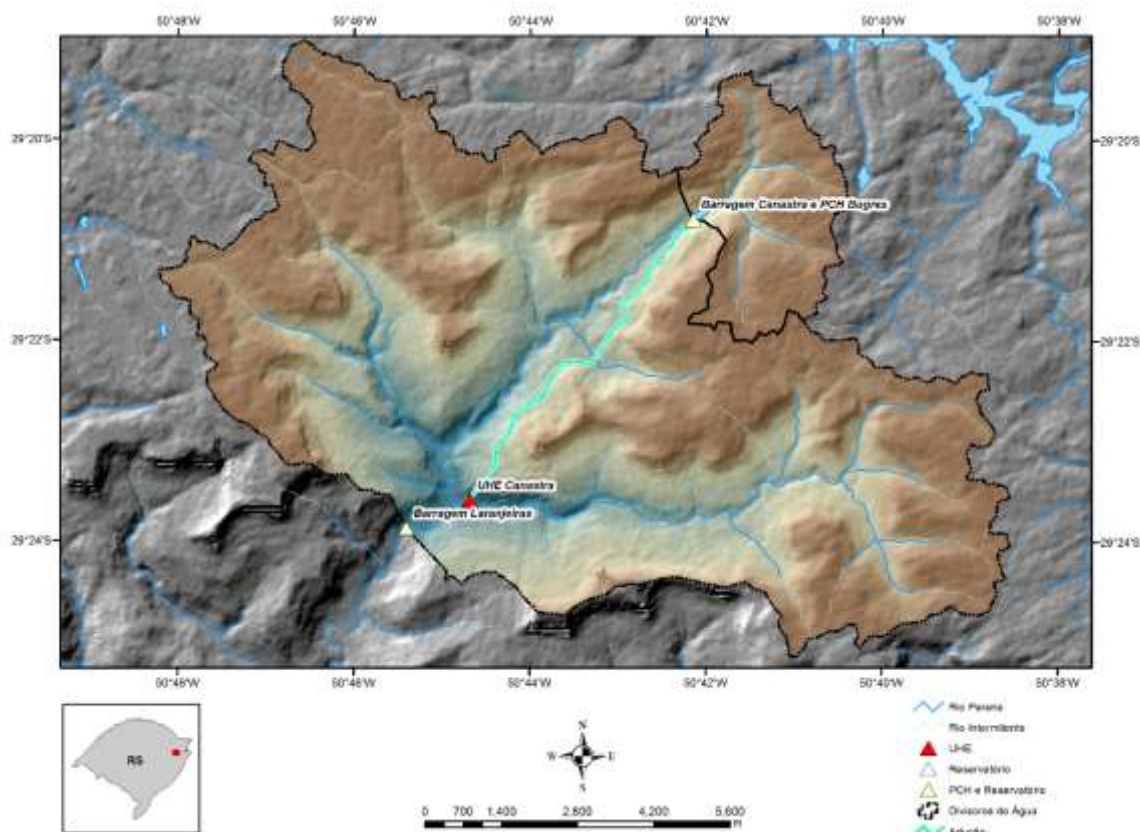


Figura 14. Mapa da bacia do rio Paranhana.

Fonte: adaptada pelo autor

### 3. Simulações com o *HOMER*

Para o presente estudo, as simulações foram realizadas para um período de operação de 25 anos, com 12% de juros anuais e 6% de taxa interna de retorno. Foi adoptado o dólar americano para todos os custos dos componentes, em virtude de uma boa disponibilidade de informações, além de permitir a comparação com a realidade Brasileira através do uso de taxas de conversão.

A estrutura básica do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico proposto neste artigo (Figura 15), foi projetado para viabilizar a barragem considerada neste estudo de caso, estando conectado ao sistema interligado, tendo sido simulado com um banco de



baterias para eventual armazenamento de energia. Esse sistema também é simulado sem baterias e conversor e sem conexão à rede, mas foi sempre simulado de modo a que não ocorressem falhas no atendimento da demanda das cargas consumidoras.

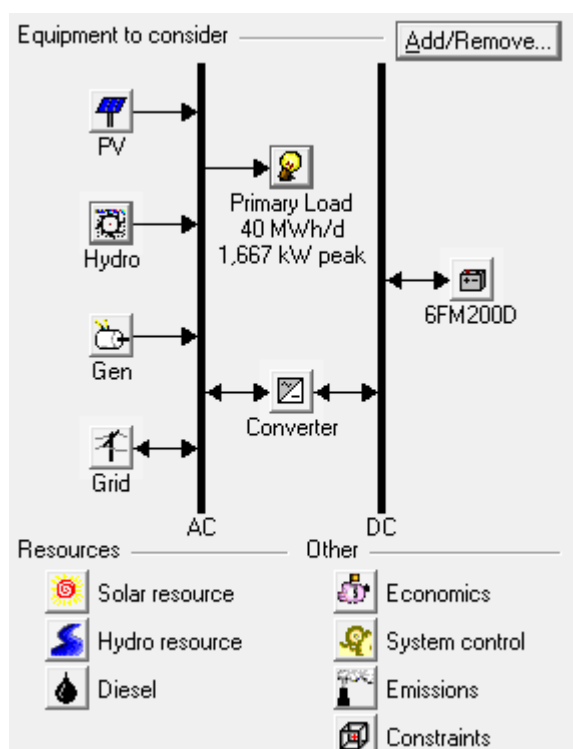


Figura 15. Diagrama esquemático do sistema híbrido proposto no presente estudo.

Conforme apresentado no esquema da figura 20, que foi tirada da interface de comando do *HOMER*, abaixo, à esquerda, os comandos para inserção da disponibilidade de recursos energéticos. Abaixo também, à direita, aparecem os parâmetros para a simulação relacionados a dados econômicos, relacionados ao sistema de controle e relacionados às emissões de gases de efeito estufa. O botão “Primary Load”, representa a carga constante que se pretende fornecer ao Sistema Nacional Interligado (representado pelo botão “Grid”), para atender a demanda total do município Três Coroas e/ou a demanda de empreendimentos industriais e residenciais atualmente incentivados pelo governo.

Levando em consideração que o sistema poderá produzir excesso de energia e que também poderá necessitar de energia em alguns períodos do ano, como se refere em Schultz *et al.* (2016), que a taxa de compra de energia é importante já que quando a central hidrelétrica e os painéis fotovoltaicos não são suficientes para suprir a carga "Primary Load" a energia necessária é buscada no sistema interligado nacional para não comprometer a estabilidade do sistema. Neste contexto, a energia fornecida pela rede obedecerá a tabela de valores determinados pela ANEEL (2008), com um custo de US\$ 0,100 por kWh fora do horário de pico e US\$ 0,500 no horário de pico, enquanto a venda ocorre com valores de US\$

0,080 fora do horário de pico e US\$ 0,250 em horário de pico.

O botão “Hydro” representa a usina hidrelétrica. A vida útil da central hidrelétrica é de 25 anos, e para efeito das simulações são definidos uma série de parâmetros para custos e propriedades. O total de custo de remodelação de um projeto, que incluem a compra de componentes e instalação de centrais hidrelétricas foi estimado em 2010 como estando na faixa de 500,00 a 1.000,00 US\$/kW instalado no Brasil (IRENA, 2012). Segundo Braciani (2011), o custo médio por quilowatt instalado de hidrelétrica com reservatório no Brasil é de cerca de US \$ 1324 / kW, com aproximadamente 45% desse custo correspondente às obras civis para construção da hidrelétrica.

No presente estudo, os custos da central hidrelétrica são considerados como sendo uma variável de sensibilidade para permitir a análise da sua influência sobre o projeto. O custo de capital como variável de sensibilidade foi simulado com o custo total do projeto, com valores de 750.000,00 US\$/kW, 900.000,00 US\$/kW, 1050,00 US\$/kW. O custo de troca dos equipamentos da central no fim da vida útil é considerado como sendo 80% do custo capital, ou seja, 600.000,00 US\$/kW, 720.000,00 US\$/kW, 840.000,00 US\$/kW, isso se deve a possibilidade de recuperar 20% do valor da central hidrelétrica com a venda do equipamento que estava em operação. O custo anual de O&M para a central hidrelétrica tem um valor típico de 4% do custo de instalação (IRENA, 2012), o que resulta em valor de 37.500,00 US\$/kW, 450.000,00 US\$/kW, 52.500,00 US\$/kW. Estes valores, estão atrelados ao custo de capital para as simulações.

A casa de máquinas da hidrelétrica será localizada ao pé da barragem, obedecendo a Topografia do terreno. Conforme apresentado na Figura 16, que descreve os parâmetros da usina hidrelétrica, o percentual mínimo e máximo em relação a vazão nominal no qual a turbina pode operar são de 50% e 150% respectivamente, a queda do potencial hidrelétrico é de 20 metros e a uma vazão média anual turbinada de 9000 litros por segundo, com valores de sensibilidade de cerca de 10 088 L/s e 11 005 L/s, correspondentes respectivamente a 10% e 20% da média de vazões Turbinadas de Canastra, para estimar o efeito do braço contribuinte. A partir destes dois parâmetros foi determinada a potência nominal da central hidrelétrica que corresponde a 1 497 kW. Considerou-se uma eficiência de conversão na ordem de 80%.

**Hydro Inputs**

File Edit Help

HOMER models run-of-river hydro installations. Enter the capital cost, available head, and turbine design flow rate. For Economics values, include the civil works and all costs associated with the hydro system. HOMER calculates the nominal power from the available head, design flow rate, and efficiency.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

**Economics**

Capital cost (\$)	750000	{3}
Replacement cost (\$)	600000	{3}
O&M cost (\$/yr)	37500	{3}
Lifetime (years)	25	{.}

**Turbine**

Available head (m)	20	{.}	Nominal power: 1,497 kW
Design flow rate (L/s)	9000	{3}	
Minimum flow ratio (%)	50	{.}	Generator type <input checked="" type="radio"/> AC <input type="radio"/> DC
Maximum flow ratio (%)	150	{.}	
Efficiency (%)	84.8	{.}	

**Intake pipe**

Pipe head loss (%)	3	{.}	Pipe Head Loss Calculator...
--------------------	---	-----	------------------------------

**Systems to consider**

☒ Simulate systems both with and without the hydro turbine

☐ Include the hydro turbine in all simulated systems

Help Cancel OK

Figura 16. Parâmetros da usina hidrelétrica utilizados no presente estudo.

O *HOMER* necessita que a informação sobre o recurso hidráulico disponível seja fornecida ao programa para permitir as simulações de quantidade de energia que pode ser gerada pela central hidrelétrica a cada hora. O *HOMER* considera que a hidrelétrica é do tipo fio d'água, ou seja, a vazão a ser turbinada depende do valor instantâneo da vazão turbinada no rio, assim não sendo possível armazenar potencial hidrelétrico para ser utilizado posteriormente. Além de não permitir simular que o operador da hidrelétrica tenha controle sobre a vazão instantânea que deve ser turbinada ao longo do tempo.

Os valores das vazões médias mensais em litros por segundo são fornecidos ao programa para cada um dos meses do ano. Para a simulação é assumido que a vazão turbinada sempre está disponível no curso d'água e que o valor das vazões médias mensais equivale ao valor da vazão turbinada. Para o presente estudo, foi inserida no botão “Hydro-resources”, uma série dos 8 760 valores horários anuais de vazão turbinada de Canastra, os quais representam a disponibilidade energética pelo potencial hídrico ao longo do ano, conforme descrito na Figura 17.

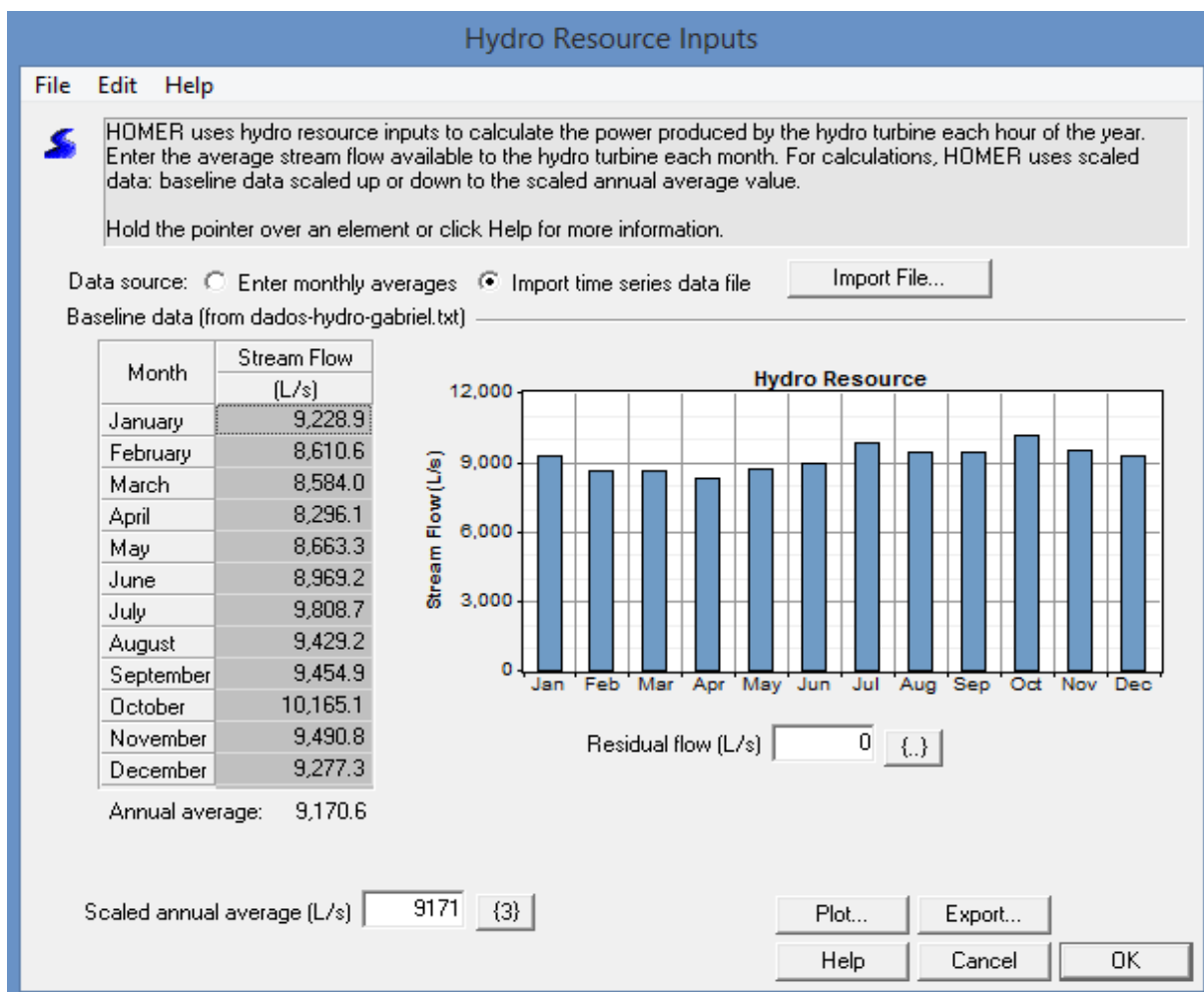
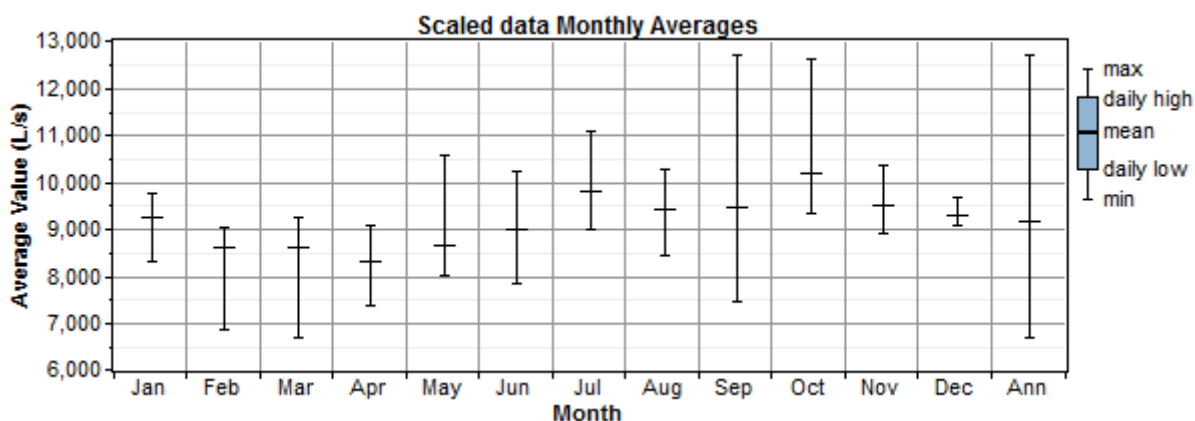


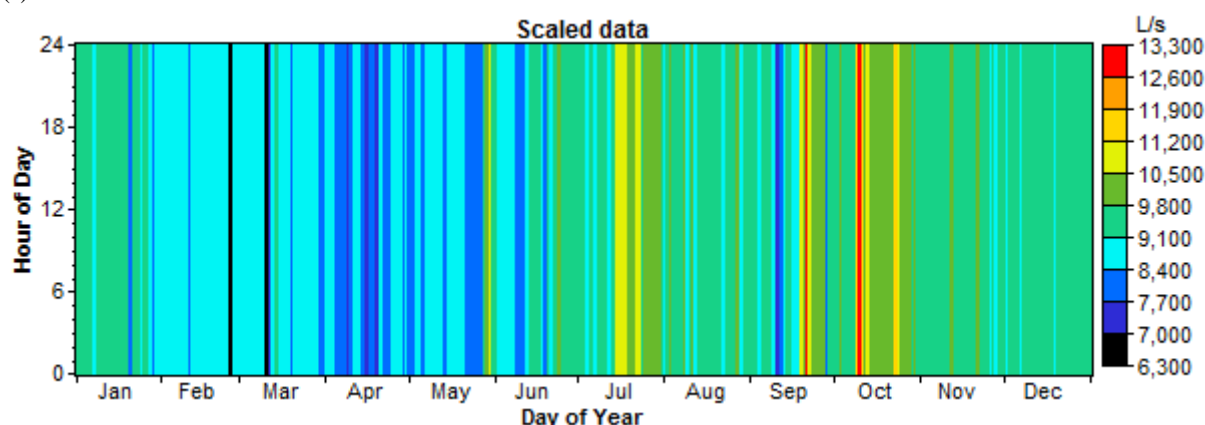
Figura 17. Série horária de vazão obtidos, através de 8 760 horas anuais, para o ano de 2015.

No entanto, é possível verificar o gráfico da figura 17, a série histórica de vazão obtida através da criação de uma contagem de 8 760 valores correspondentes às 8760 ( $=365 * 24h$ ) horas anuais (ano de 2015), e subsequente multiplicação destes valores por 1000 para conversão de metros cúbicos por segundo para litros por segundo. É notória uma consistência entre as médias mensais ao longo do ano, o que representa, em termos energéticos, que não há grandes variações diárias na energia hidráulica.

A Figura 18 (a) mostra variação das vazões para cada mês, que compreende o desvio da média, valores máximos e mínimo das vazões turbinadas de Canastra. Os valores máximos de vazão ocorrem em setembro e outubro, enquanto o mínimo ocorre em março. A Figura 18 (b) mostra a variação horária das vazões turbinadas de Canastra, onde a variação horária das vazões ao longo do ano é evidente.



(a)



(b)

Figura 18. Série horária de vazão obtidos, através de 8 760 horas anuais, para o ano de 2015.

Conforme ilustra a Figura 18, a média de vazões turbinada é de 9 000 L/s, mas importa frisar que Laranjeiras recebe além disso uma contribuição adicional de 1 m<sup>3</sup>/s, do arroio de São Paulo (correspondente a cerca de 10% da vazão média turbinada de Canastra), com bacia hidrográfica de 85 km<sup>2</sup>. Durante a realização do presente estudo, não foi possível ter acesso aos dados de vazão do contribuinte adicional, portanto, com o objetivo de estimar o efeito que esse contribuinte teria sobre no sistema híbrido proposto, foram considerados valores de sensibilidade de 10 088 L/s e 11 005 L/s, os quais correspondem a 10% e 20%, respectivamente.

O botão “PV” representa o sistema fotovoltaico. Para as simulações foi utilizado como referência um modulo fotovoltaico genérico no programa, com capacidade de gerar 30 kW cada (Schultz *et al.* 2016), onde o tamanho do sistema a ser montado foi considerado como variável de otimização, com valores entre 0 kW, 180 kW, 360 kW, 540 kW, 720 kW, 900 kW, 1 080 kW, 1260 kW, 1440 kW e considerando-se também uma série de parâmetros para custos e propriedades, conforme ilustrado na Figura 19.



A vida útil do sistema fotovoltaico considerado foi de 12,5 anos para evitar perda considerável do desempenho até o fim de vida útil do projeto que é 25 anos. O custo de troca do sistema fotovoltaico no fim da vida útil de 12,5 anos, foi considerado como sendo 80% do custo inicial, devido a possibilidade de recuperar 20% do valor do sistema fotovoltaico com a venda do sistema que estará em operação no momento da troca pelo novo, e o custo anual de O&M para o sistema fotovoltaico a ser adotado será de 5% do custo de instalação do sistema híbrido tido como solução ótimo e viável, sob ponto de vista técnico e econômico respectivamente, o que resulta em um valor 3200 US\$/kW. Os valores de sensibilidade (1,0; 0,5; 0,25; 0,15; 0,10; 0,05; 0,01) multiplicam os custos do sistema fotovoltaico, assim permitindo verificar a influência dos 30% de aumento de custo com o sistema flutuante e verificar o quanto as reduções de custo tornaria o projeto mais viável.

Considerou-se uma montagem de painéis em uma estrutura que não permite seguir o movimento solar, mas para permitir um melhor aproveitamento da radiação solar os painéis serão montados com um ângulo relativo a horizontal igual ao ângulo da latitude, que é de 30°, além dos painéis estarem inclinados em direção ao norte geográfico. A refletância do solo é considerada como sendo de 20% no local de instalação. Foi considerado um fator de redução e/ou perda para prever perdas que afetam o sistema, como é o caso de sujeira sobre os painéis, disponibilidade devido a manutenção, sombras, conexões elétricas, perdas de conversão no inversor e transformadores, além de temperatura quando uma estimativa simples é permitida (SCHULTZ *et al.* 2016). Para o presente estudo foi considerado um valor de 90%.

O conjunto dos módulos fotovoltaicos será instalado em estruturas flutuantes sobre o espelho d'água de reservatório, obedecendo o sugerido recentemente por Ferrer-Gisbert *et al.* (2013) e Santafé *et al.* (2014). Os autores propõem um sistema com módulos flutuantes de polietileno que ocupam uma área que não seria usada melhor da mesma maneira e que também contribuiria para a redução da evaporação, o que aumenta o custo em 30%. A referida estrutura flutuante tem dimensões adequadas para 30 kW cada em módulos fotovoltaicos (Schultz *et al.* 2016), e os custos dos módulos fotovoltaicos adotados neste estudo são os mesmos considerados no estudo de Teixeira *et al.* (2015), com valores correspondentes entre 4000 US\$/ kW e 2000 US\$/ kW.

**PV Inputs**

File Edit Help

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

**Costs**

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1.000	3200	2560	160
2.000	5760	4608	288
4.000	10240	8192	512
{.}	{.}	{.}	{.}

**Sizes to consider**

Size (kW)
0.000
180.000
360.000
540.000
720.000
900.000
1080.000

**Properties**

Output current ☒ AC ☐ DC

Lifetime (years)  {.}

Derating factor (%)  {.}

Slope (degrees)  {.}

Azimuth (degrees W of S)  {.}

Ground reflectance (%)  {.}

**Advanced**

Tracking system

☐ Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C)  {.}

Nominal operating cell temp. (°C)  {.}

Efficiency at std. test conditions (%)  {.}

**Cost Curve**

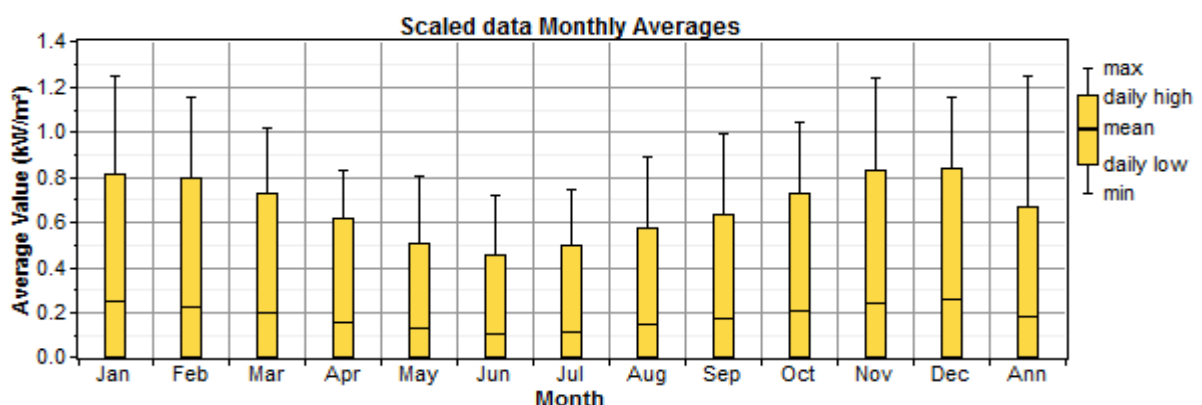
Help Cancel OK

Figura 19. Parâmetros dos módulos fotovoltaicos utilizados no presente estudo.

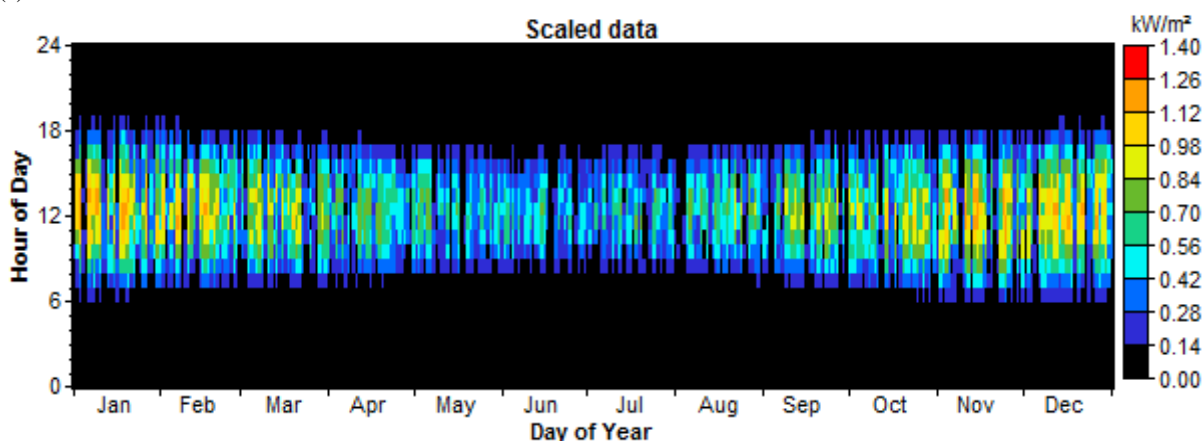
O *HOMER* necessita que a informação sobre o recurso solar disponível seja fornecida ao programa para permitir as simulações de quantidade de energia que pode ser gerada pelos painéis a cada hora do dia. Para a inserção dos dados de radiação solar representado pelo botão “solar resource”, o *HOMER* importa e fornece ao usuário, dados provenientes do banco de dados do NREL, o qual é alimentado com dados diários de monitoramento feito pela NASA. Foram utilizados 8 760 valores de radiação solar correspondentes a valores horários durante um período de 01 ano ( $24\text{h/dia} \times 365 \text{ dias/ano} = 8.760 \text{ h/ano}$ ), os quais são disponibilizados automaticamente pelo *HOMER*, através da internet, bastando para tal inserir as informações de localização usando latitude e longitude que são preenchidos para permitir ao programa o cálculo de ângulo de incidência dos raios solares sobre os painéis. O fuso horário é preenchido para permitir ao programa mostrar os resultados seguindo a base horária do local a ser simulado. Neste contexto, foram utilizados dados da radiação solar da cidade de Três Coroas, localizada nas seguintes coordenadas geográficas: latitude  $29^{\circ}22'0''$  S e longitude  $50^{\circ}39'30''$  O, no fuso horário GMT -03:00.

Durante as simulações computacionais, considerou-se que toda área de estudo possui a mesma incidência de radiação solar. O *HOMER* utiliza duas informações distintas para os cálculos de radiação que chega aos painéis, sendo uma o índice de transparência da atmosfera que é que a razão entre a radiação que entra na atmosfera e a que atinge a superfície do planeta, sendo esta utilizada para calcular a radiação difusa. A segunda informação é a radiação horizontal global diária que chega a superfície do planeta. Ambas as informações são consideradas em valores médios mensais.

Neste contexto, a Figura 20 (a) mostra a radiação solar média incidente em um plano horizontal para cada mês, bem como o desvio da média e os valores máximo e mínimo para a cidade de Três Coroas. A insolação máxima ocorre em janeiro, enquanto o mínimo ocorre em junho e julho. A Figura 20 (b) mostra a variação da luz solar disponível em cada dia do ano, com os valores mais baixos aparecendo naturalmente na primeira e última hora de luz do dia e o pico perto do meio-dia. A variação das horas de luz solar ao longo do ano também é evidente.



(a)



(b)

Figura 20. Radiação solar incidente sobre um plano horizontal, obtida com o *HOMER*; em (a) dias mensais; e em (b) disponibilidades diárias.

Verifica-se nitidamente no gráfico 20 (b), que verão e primavera são as estações que

apresentam a maior incidência de radiação solar, enquanto que o outono e o inverno são as estações com menor incidência da radiação solar. A zona escura do diagrama (cor preta) indica, em grande parte, a ausência de radiação solar, ou seja, o período noturno.

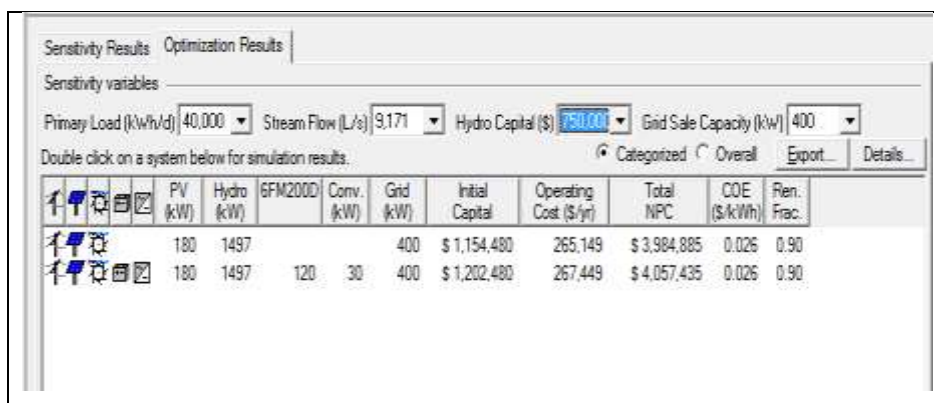
Todos os componentes do sistema híbrido de energia estão interligados pelo barramento AC, estando conectados e responsáveis por fornecer uma carga elétrica constante à rede. No presente estudo, foram considerados conversores que realizam as funções de inversores e retificadores ao um mesmo componente. O dispositivo pode funcionar como retificador e inversor com 100% da capacidade total, com eficiência de 85% como um inversor e 90% como um retificador. O tempo de vida útil é estimado em 12,5 anos. Sabe-se que o custo de eletricidade da rede de distribuição, depende da disponibilidade regional e/ou nacional dos recursos energéticos, ou seja, é muito variável, entretanto, as para as simulações do presente estudo, foram adoptados os seguintes valores de custos de energia: US\$ 0,05 e US\$ 0,25 (R\$ 0,10 e R\$ 0,50; respectivamente).

As simulações foram realizadas para os seguintes valores para as variáveis de otimização: 0 kW, 180 kW, 360 kW, 540 kW, 720 kW, 900 kW, 1080 kW, 1260 kW e 1440 kW para módulos fotovoltaicos; 0 kW, 12.5 kW e 25 kW de capacidade para o sistema de geradores a diesel; 0, 60 e 120 baterias; 0 kW, 30 e 60 kW para o conversor; 0 kW, 200 kW e 400 kW para a capacidade de compra de energia do sistema interligado nacional. As simulações foram realizadas para os seguintes valores para as variáveis de sensibilidade: 30000 MWh/d, 35000 MWh/d, e 40000 MWh/d para a carga a ser atendida; 0 kW, 200 kW e 400 kW para a capacidade da rede; e US\$ 0,60; US\$ 0,70; US\$ 0,8 e US\$ 0,9 por litro de diesel.

#### 4. Resultados e discussão

Essa seção apresenta os resultados obtidos com dados reais de entrada no *HOMER*, o qual modelou o comportamento físico do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, onde adoptou-se a cobertura com estruturas flutuantes sobre o espelho d'água, tendo sido considerada uma vida útil de 25 anos para a hidrelétrica e 12,5 anos para a usina solar fotovoltaica, para evitar perda considerável do desempenho até o fim de vida útil de todo o projeto. A estratégia adotada nesta simulação é assegurar que o sistema híbrido energia forneça a carga constante a rede, para atender a demanda. O sistema foi simulado para avaliar as suas características operacionais, nomeadamente a produção anual de energia eléctrica, a carga eléctrica anual, excesso de eletricidade, percentagem da energia renovável, capacidade de armazenamento.

O *HOMER* simulou todas configurações possíveis de todas componentes de entrada que foram especificadas no sistema (Figura 15), tendo sido executadas centenas de simulações horárias (para garantir a melhor correspondência entre a procura e a oferta) e no final ofereceu uma lista de esquemas factíveis classificados com base no custo atual líquido (conforme ilustrado na Figura 21). Foram simuladas 13 527 combinações, com 81 variáveis de sensibilidade, onde 7 956 combinações mostraram-se como soluções viáveis e 5571 combinações mostraram-se inviáveis devido à restrição de escassez de capacidade; cerca de 25839 foram omitidas (13 905 em virtude da inviabilidade, sendo 3 186 pela falta de algum conversor e 8748 por ter um conversor desnecessário).



	PV (kW)	Hydro (kW)	6FM2000	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	180	1497			400	\$ 1,154,480	265,149	\$ 3,984,885	0.026	0.90
	180	1497	120	30	400	\$ 1,202,480	267,449	\$ 4,057,435	0.026	0.90

Figura 21. Resultados ótimos apresentados, classificados com base no custo atual líquido.

Os resultados da simulação do sistema híbrido de energia proposto, conectado à rede e vendendo energia excedente e comprando energia em caso de insuficiência, indicam algumas soluções ótimas e viáveis, conforme ilustrado na Figura 22, que indica os resultados das simulações com as médias mensais de produção de energia eléctrica ao longo do ano.



Figura 22. Resultados das simulações com médias mensais de geração de energia elétrica ao longo do ano.

O sistema em estudo possui uma disponibilidade de radiação solar com média anual de  $0,21 \text{ kW/m}^2$  (Figura 20), disponibilidade hídrica média de  $9\,171 \text{ L/s}$  (Figura 18), onde pequena variação entre os meses de maior e menor disponibilidade é evidentemente notória. Salienta-se que parte da energia que atende à demanda em estudo provém da rede de distribuição elétrica. A compra e venda da energia no sistema interligado nacional têm sido levadas em consideração em todos os casos, com menor dependência à rede no mês de outubro, e a participação da energia solar fotovoltaica dentro do sistema em estudo é muito menor no mês de julho, mas para o presente estudo considerou-se como solução um sistema que não dependa grandemente da energia proveniente na rede.

No caso de baixa incidência da radiação solar e/ou baixas vazões turbinadas de Canastra, a solução de comprar energia a rede deve ser preferida. Por outro lado, nos casos de alta incidência da radiação solar, múltiplos de  $30 \text{ kW}$  para o sistema fotovoltaico passam a ser opções viáveis para suprir a carga, eliminando a opção de armazenamento de energia em baterias, que não é recomendada na solução viável apresentada pelo *HOMER*.

A Figura 23, mostra o espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica em função da demanda das cargas consumidoras, para o sistema da Figura 20, com custo máximo de painéis fotovoltaicos (multiplicador 1), adquiridos por  $3\,200 \text{ US\$/kW}$ , com uma vazão média de  $9\,171 \text{ L/s}$ , e um limite de potência para compra e venda da rede igual a  $400 \text{ kW}$  para atender demandas de cargas consumidoras até  $40 \text{ MWh/d}$ . Os resultados mostraram duas soluções: a ligação à rede e central hidrelétrica, com ou sem módulos fotovoltaicos. Segundo

Vasco & Beluco (2017), com 10% e 20% da vazão média turbinada de Canastra, o sistema não apresenta soluções que incluem PVs para atender demandas de cargas consumidoras. O que significa que o braço contribuinte de vazão para a geração de energia elétrica pelo sistema hidráulico, dispensa totalmente a implementação dos PVs com custos máximos de aquisição.

Segundo Vasco & Beluco (2017), com custo máximo dos PVs e com um incentivo governamental de 50% de custo de aquisição dos PVs, não há grandes variação no número de soluções incluindo PVs para o atendimento das demandas das cargas consumidoras.

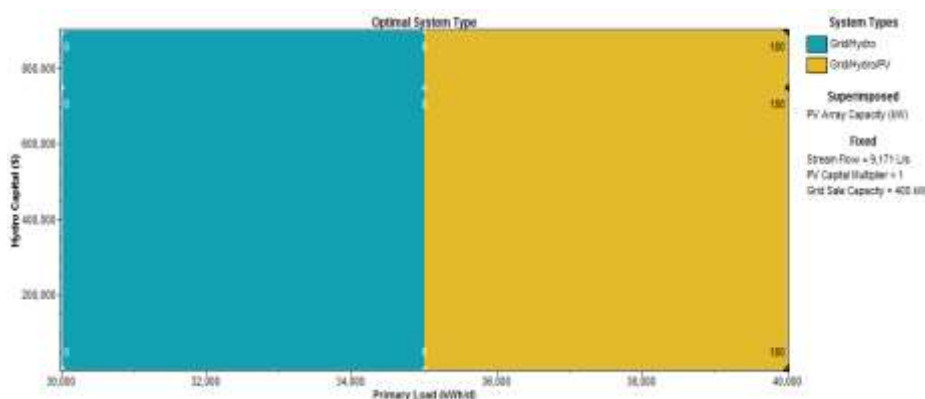


Figura 23. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda das cargas consumidoras [kWh/d], com custo máximo dos PVs, vazão média de 9 171 L/s e possibilidade de venda e compra de 400 kW a rede.

A Figura 24, mostram o espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica em função do multiplicador (0,25) de custo de painéis fotovoltaicos adquiridos a 3 200 US\$/kW, e uma média da vazão correspondente a 9 171 L/s, com um limite de potência para compra e venda da rede igual a 400 kW para que não haja falhas no atendimento da demanda das cargas consumidoras. Os resultados indicaram duas soluções: a ligação à rede e central hidrelétrica, com ou sem módulos fotovoltaicos.

Conforme ilustrado na Figura 24, baixando para 25% do custo de PVs aumenta o número de soluções incluindo PVs com potências até 540 kW, enquanto baixando para 25% do custo de PVs e aumentando para 20% e 10% da vazão turbinada de Canastra, diminui o número de soluções com PVs e diminui também a potência dos PVs para 360 kW e 180 kW, respectivamente (VASCO & BELUCO, 2017).

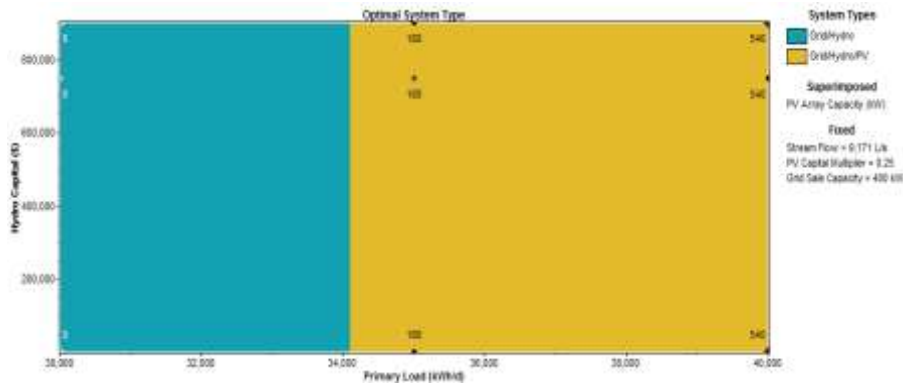


Figura 24. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda das cargas consumidoras [kWh/d], com 25% do custo dos PVs, vazão média de 9 171 L/s e possibilidade de venda e compra de 400 kW a rede.

A Figura 25 mostram o espaço de otimização para o custo da hidrelétrica em função do multiplicador (0,15) de custo de painéis fotovoltaicos adquiridos a 3200 US\$/kW, uma média de vazão igual a 9 171 L/s, com limite de potência para compra e venda da rede igual a 400 kW para que não haja falhas no atendimento da demanda das cargas consumidoras. Os resultados mostraram todo espaço de otimização indicando soluções contendo PVs. Segundo Vasco & Beluco (2017), baixando para 15% do custo de aquisição dos PVs, com 10% e 20% da média da vazão turbinada de Canastra, o sistema indicou duas soluções: a ligação à rede e central hidrelétrica, com ou sem módulos fotovoltaicos, com potência dos PVs variando de 180 kW a 720 kW, respetivamente.

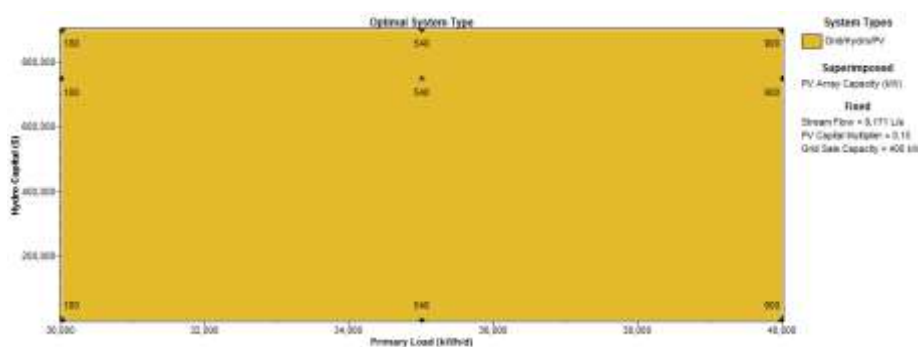


Figura 25. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda das cargas consumidoras [kWh/d], com 15% do custo dos PVs, vazão média de 9 171 L/s e possibilidade de venda e compra de 400 kW a rede.

Foram considerados cenários com potências maiores dos PVs, conforme a Figura 26, que ilustra o espaço de otimização para o custo da hidrelétrica em função do custo máximo dos PVs (multiplicador 1), adquiridos a 3 200 US\$/kW, com uma vazão média de 9 171 L/s, e com limite de potência para compra e venda da rede igual a 400 kW, para que não haja falhas no fornecimento da demanda das cargas consumidoras. Os resultados indicaram única solução



que é a implementação do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico conectado à rede, com uma potência dos PVs até 1080 kW. E com 10% e 20% da média de vazão turbinada de Canastra, o sistema continua mostrando todos espaços de otimização com soluções incluindo PVs (VASCO & BELUCO, 2017).

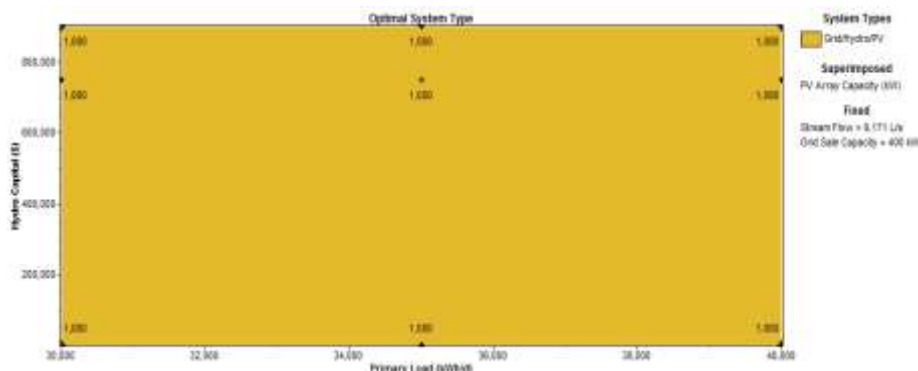


Figura 26. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda das cargas consumidoras [kWh/d], com custo máximo dos PVs, vazão média de 9 171 L/s e possibilidade de venda de 400 kW excedente para a rede.

## 5. Comentários finais

Este artigo apresentou os principais resultados do estudo de pré-viabilidade, que é o primeiro passo na concepção do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico a ser implementado na barragem de Laranjeiras, no sul do Brasil, para geração de energia elétrica. A solução indicada como sendo ótima e viável sob ponto de vista técnica e econômica, recomendou a instalação de painéis fotovoltaicos de 180 kW de capacidade, adicionada à hidrelétrica com 20 m de altura, uma vazão média de 9 171 L/s, para gerar aproximadamente 1 497 kW e com limite de potência para compra e venda da rede igual a 400 kW, para abastecer estavelmente 40 MWh/d, com um custo inicial de 3 984 885 US\$/kW e custo de energia de 0,026 US\$/kWh.

Os módulos fotovoltaicos permitem uma maior oferta de energia durante o período diurno, mas estes necessitarão de fontes de alimentação durante a noite, que podem ser obtidas a partir da hidrelétrica e/ou do suprimento obtido no sistema nacional interligado. A geração hidráulica com 10% e 20% da média da vazão turbinada de Canastra, pode reduzir significativamente a dependência do sistema interligado nacional e dispensa a instalação de painéis fotovoltaicos com custos máximos de aquisição.

A escolha de valores do multiplicador de custo de módulos fotovoltaicos deve-se a instalação de estruturas flutuantes sobre espelho de água de reservatório, o que segundo

Ferrer-Gisbert et al. (2013) e Santafé (2014), reduz a evaporação e aumentando a geração de eletricidade devido ao resfriamento dos painéis fotovoltaicos, mas a implementação de soluções com painéis fotovoltaicos, passam necessariamente pela implementação de incentivos governamentais, de cerca de 15% e 25% do custo total de aquisição dos painéis fotovoltaicos. No entanto, outros estudos podem avaliar se o uso de reservatórios reversíveis e séries históricas de outros anos podem incrementar esses suprimentos extras, bem como estudar a possibilidade de inserção de outro recurso energético para maximizar o uso de recursos energéticos disponíveis na região.

### **Agradecimentos**

O presente artigo foi desenvolvido como parte das atividades do Grupo de Estudo sobre Energias Renováveis e Sustentabilidade do Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, com apoio do Programa Estudantes-Convênio de Pós-Graduação – PEC-PG, da CAPES/CNPq/MRE-Brasil.

### **Referências bibliográficas**

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Atlas de energia elétrica do Brasil, 3ª Ed. ANEEL, Brasília. 2008. Disponível [online]: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>. Acesso em: 28 maio 2017.

BEKELE, G.; TADESSE, G. **Feasibility Study of Small Hydro PV Wind Hybrid System for Off Grid Rural Electrification in Ethiopia**. *Applied Energy*, n.97, 2012. 5-15pp. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.11.059>

BELUCO, A.; SOUZA, P. K.; KRENZINGER, A. **PV Hydro Hybrid Systems**. *IEEE Latin America Transactions*, n.6, 2008. 626-631pp. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TLA.2008.4917434>

BRACIANI, U. **Estrutura de Custos para Implantação das Usinas de Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Monografia submetida ao curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito obrigatório para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências Econômicas. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis, 2011.

CEEE. **Companhia Estadual de Energia Elétrica**. Reexame do projeto da Hidrelétrica de Laranjeiras. ELC: Electroconsult. São Paulo, agosto de 1970.

CRAIG, I.; GREEN, A.; SCOBIE, M.; SCHMIDT, E. Controlling Evaporation Loss from Water Storages. NCEA Publication N° 1000580/1. Queensland, 207 pp. 2005

FERRER-GISBERT, Carlos et al. **A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs**. *Renewable Energy*, v.60, n.63, 2013. 63-70pp

IRENA. **International Renewable Energy Agency**. Renewable energy technologies: cost analysis series - Hydropower. 2012. Disponível [online]: [<RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES>](#). Acesso em: 08 fev. 2017.

KENFACK, J.; NEIRAC, F. P.; TATIETSE, T. T.; MAYER, D., FOGUE, M.; LEJEUNE, E. **Micro Hydro PV Hybrid System: Sizing a Small Hydro PV Hybrid System for Rural Electrification in Developing Countries**. *Renewable Energy*, n.34, 2009. 2259-2263pp. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2008.12.038>

MAGNA ENGENHARIA. **Simulação de uma proposta de gerenciamento para a bacia dos Sinos**. Relatório Final. Porto Alegre: Governo do Estado do Rio Grande do Sul, 1996

MUHIDA, R.; MOSTAVAN, A.; SUJATMIKO, W.; Park, M.; MATSUURA, K. **The 10 Years Operation of a PV Micro Hydro Hybrid System in Taratak, Indonesia**. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, n.67, 2001. 621-627pp. DOI: [http://dx.doi.org/10.1016/S0927-0248\(00\)00334-2](http://dx.doi.org/10.1016/S0927-0248(00)00334-2)

NFAH, E. M. and NGUNDAM, J. M. **Feasibility of Pico Hydro and Photovoltaic Hybrid Power Systems for Remote Villages in Cameroon.** *Renewable Energy*, n.34, 2009. 1445-1450pp. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2008.10.019>

SANTAFÉ, M. R. **Diseño de un Sistema de Cubierta Flotante Fotovoltaica para Balsas de Riego** [Tesis Doctoral]. Universidad Politécnica de Valencia; 2011

SANTAFÉ, M. R. et al. **Implementation of a photovoltaic floating cover for irrigation reservoirs.** *Journal of Cleaner Production*, n.66, 2014. 568-570pp. Disponível [online]: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652613007683>. > Acesso em: 23 fev. 2017

SANTARELLI, M.; MACAGNO, S. **Hydrogen as an Energy Carrier in Stand-alone Applications Based on PV and PV Micro Hydro Systems.** *Energy*, n.29, 2004. 1159-1182pp. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2004.02.023>

SCHULTZ, Rafael; BELUCO, Alexandre; HOMRICH, Roberto Petry; EIFLER, Ricardo C. **A PV hydro hybrid system using residual flow of Guarita Hydro Power Plant, in southern Brazil.** In: KISHOR, Nand & FRAILE-ARDANUY, Jesus. *Modeling and Dynamic Behavior of Hydropower Plants*. The Institution of Engineering and Technology, 2016. 185-202pp

SILVA, Jones S. **Viabilidade de geração de energia elétrica através de ondas oceânicas no litoral norte do Rio Grande do Sul: estudo de um sistema híbrido de energias renováveis.** Dissertação de Mestrado em Engenharia. Pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental. Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2012. 118f

TEIXEIRA, L. E.; CAUX, J.; BELUCO, A.; BERTOLDO, I.; LOUZADA, J. A. S.; EIFLER, R. C. **Feasibility Study of a Hydro PV Hybrid System Operating at a Dam for Water Supply in Southern Brazil.** *Journal of Power and Energy Engineering*, n.3, 2015. 70-83pp. DOI: <http://dx.doi.org/10.4236/jpee.2015.39006>

VASCO, Gabriel; BELUCO, Alexandre. Relatório das simulações computacionais com HOMER. 2017

### **2.3. ARTIGO 3**

#### **UM SISTEMA HÍBRIDO HIDRELÉTRICO FOTOVOLTAICO COM OPERAÇÃO BASEADA NO USO DO RESERVATÓRIO PARA ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

Artigo submetido para publicação na *Energy for Sustainable Development*

## **Um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com operação baseada no uso do reservatório para armazenamento de energia**

Gabriel Vasco<sup>1</sup>; Jones Souza da Silva<sup>1</sup>; Alexandre Beluco<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup>Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Av. Bento Gonçalves, 9500 CEP: 91501-970 - Porto Alegre - RS – Brasil.

\*Autor de correspondência: Prof. Alexandre Beluco - [abeluco@iph.ufrgs.br](mailto:abeluco@iph.ufrgs.br)

### **Resumo**

A variabilidade sazonal acoplada a intermitência das fontes renováveis de energia faz com que as hidrelétricas com reservatório sejam uma opção interessante a considerar em sistemas híbridos de geração de energia. Este artigo apresenta os resultados das simulações computacionais com *HOMER*, considerando o funcionamento da usina com reservatório, o qual desempenha o papel de dispositivo de armazenamento de energia elétrica quando a produção excede à demanda em um determinado momento, permitindo utilizá-la para geração quando esta situação se inverte, diminuindo assim o desperdício de energia elétrica. O estudo determinou ser ótimo e viável implementar a hidrelétrica com reservatório ao pé da barragem com 20 m de altura, e uma vazão mínima de 9 171 L/s, operando com um sistema fotovoltaico de 360 kW, e um limite de potência para compra e venda da rede igual a 200 kW, para proporcionar um atendimento estável de demandas de cargas consumidoras até 40 MWh/d, com custo de energia de 0,021 US\$/kWh e um custo inicial de 3 285 617 US\$/kW.

**Palavras-chave:** sistemas híbridos de energia, hidrelétrica com reservatório, software *HOMER*, estudo de pré-viabilidade.

## 1. Introdução

Em função da disponibilidade regional e sazonal dos recursos energéticos e visando otimizar sistemas de geração de energia elétrica, as hidrelétricas com reservatório é uma das mais interessantes opções tecnológicas a considerar em sistemas híbridos de geração de energia elétrica, porque segundo Canales, Beluco & Mendes (2015), ajuda a lidar com a grande variabilidade sazonal e a intermitência diária de outras energias renováveis. Esses ao armazenarem um volume significativo de água em uma elevação, o reservatório funciona com sucesso, como um dispositivo de armazenamento de energia elétrica, dependendo da gravidade para transformar a energia potencial em energia cinética quando a água cai para uma elevação mais baixa, usando esse fluxo para conduzir uma turbina para gerar energia elétrica no processo (CANALES, BELUCO & MENDES, 2015).

A imprevisibilidade das principais fontes de energia renovável (e.g.: solar), em diferentes escalas de tempo, acarreta desafios na operação dos sistemas de geração e distribuição de energia elétrica, principalmente no relacionado à regulação de frequência na rede, mantida através do equilíbrio entre geração e carga. A melhor solução para este problema é o armazenamento de energia, que permite controlar a produção de eletricidade e recuperar parte do excedente produzido por fontes renováveis intermitentes (FAIAS *et al.* 2009; CASTRONUOVO & USAOLA, 2013). Para aproveitamento em grande escala, os reservatórios hidrelétricos (de usinas hidrelétricas convencionais com reservatório) são a tecnologia mais madura e amplamente utilizada para armazenamento de energia elétrica na forma de energia potencial no volume de água. Por esta razão esta tecnologia é um componente importante a ser considerado em projetos de sistemas autônomos híbridos de geração de energia (CANALES, 2015).

Yüksel (2010), enfatiza que a existência de um reservatório em uma instalação de usinas hidrelétricas permite que a energia hidrelétrica seja adaptável e flexível, porque a geração de energia elétrica pode ser programada e otimizada. Os reservatórios hidrelétricos podem aumentar consideravelmente a eficiência dos sistemas híbridos de energia, reduzindo as emissões de poluentes e permitindo uma melhor integração de fontes renováveis intermitentes como energia eólica ou energia solar.

Este artigo descreve a modelagem do comportamento físico do sistema híbrido de energia anteriormente proposto, simulando com reservatório, tendo sido adoptado o método proposto por Canales, Beluco & Mendes (2015), o qual modificou procedimentos existentes



em Canales & Beluco (2014), para simular o armazenamento hidráulico bombeado em usinas hidrelétricas, também com o *HOMER*.

## **2. Descrição do projeto original**

O reexame do projeto original da hidrelétrica de Laranjeiras, determinou duas soluções, a implementação de uma usina, considerando a instalação para funcionamento de base ou de ponta (CEEE, 1970). À semelhança do projeto original as duas soluções previam uma adução de 5 km a 6 km, um conduto forçado de cerca de 500 m de comprimento, para uma queda estática de 100 m e uma casa de máquinas externa, para gerar cerca de 7,5 MW. A adução dimensionada para uma vazão de  $10 \text{ m}^3/\text{s}$ , é composta essencialmente por um canal aberto a meia encosta com trechos de tubulações enterradas, feitas de concreto armado com diâmetro de 2,50 m, espessura 0,20 m, declividade de 0,15%, e desenvolve-se por um comprimento total de 5900 m (CEEE, 1970). Esta foi determinada como sendo um elemento tecnicamente meio delicado, com efeito, ela envolve terrenos geologicamente pouco estáveis, formada por materiais de decomposição de basalto com fragmentos de rocha, onde é perceptível a circulação da água de infiltração.

## **3. Descrição das configurações do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico**

O primeiro passo para dimensionar o sistema de geração de energia elétrica no *HOMER*, é selecionar os componentes e tecnologias de geração a ser adoptadas. Conforme descrito no método adoptado pelo presente estudo, para modelar hidrelétricas com reservatório, são imprescindíveis três tais como: a usina hidrelétrica, o conversor, e uma bateria criada especificamente para representar as principais características da usina hidrelétrica e seu reservatório. As especificações correspondentes para cada um desses elementos são explicadas em Canales, Beluco & Mendes (2015).

Para o presente estudo, foram consideradas as seguintes opções para servir uma carga de corrente alternada (AC): uma usina hidrelétrica com reservatório, um conjunto de painéis fotovoltaicos, conversor, um banco de baterias e a rede. A Figura 27 mostra o diagrama esquemático do sistema híbrido hidrelétrico simulado com reservatório.

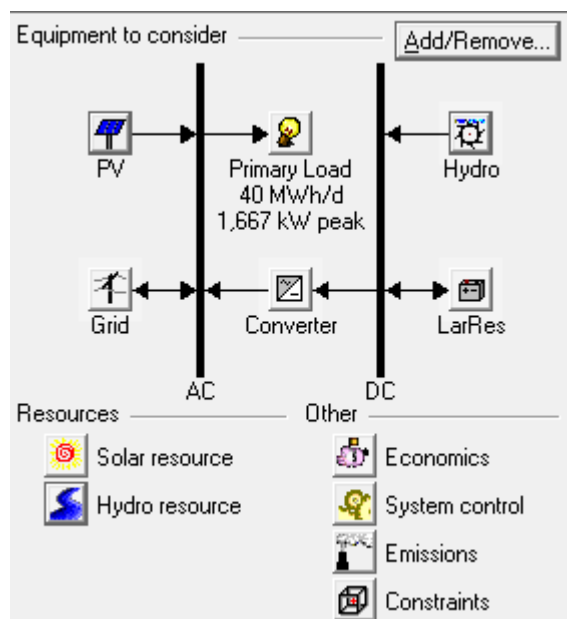


Figura 27. Diagrama esquemático do sistema híbrido simulado com reservatório.

O botão “Hydro” representa a usina hidrelétrica. A vida útil da central hidrelétrica é de 25 anos, e para efeito das simulações são definidos uma série de parâmetros para custos e propriedades, conforme ilustrado na Figura 28. O total de custo de remodelação de um projeto, que incluem a compra de componentes e instalação de centrais hidrelétricas foi estimado em 2010 como estando na faixa de 500,00 a 1.000,00 US\$/kW instalado no Brasil (IRENA, 2012). Segundo Braciani (2011), o custo médio por quilowatt instalado de hidrelétrica com reservatório no Brasil é de cerca de US \$ 1324 / kW, com aproximadamente 45% desse custo correspondente às obras civis para construção da hidrelétrica.

No presente estudo, os custos da central hidrelétrica são considerados como sendo uma variável de sensibilidade para permitir a análise da sua influência sobre o projeto. O custo de capital como variável de sensibilidade foi simulado com o custo total do projeto, com valores de 750.000,00 US\$/kW, 900.000,00 US\$/kW, 1050,00 US\$/kW. O custo de troca dos equipamentos da central no fim da vida útil é considerado como sendo 80% do custo capital, ou seja, 600.000,00 US\$/kW, 720.000,00 US\$/kW, 840.000,00 US\$/kW, isso se deve a possibilidade de recuperar 20% do valor da central hidrelétrica com a venda do equipamento que estava em operação. O custo anual de O&M para a central hidrelétrica tem um valor típico de 4% do custo de instalação (IRENA, 2012), o que resulta em valor de 37.500,00 US\$/kW, 450.000,00 US\$/kW, 52.500,00 US\$/kW. Estes valores, estão atrelados ao custo de capital para as simulações.

A casa de máquinas da hidrelétrica será localizada ao pé da barragem, obedecendo a Topografia do terreno. Conforme apresentado na Figura 28, que descreve os parâmetros da

usina hidrelétrica, o percentual mínimo e máximo em relação a vazão nominal no qual a turbina pode operar são de 50% e 150% respectivamente, a queda do potencial hidrelétrico é de 20 metros e a uma vazão média anual turbinada de 9000 litros por segundo, com valores de sensibilidade de cerca de 10 088 L/s e 11 005 L/s, correspondentes respectivamente a 10% e 20% da média de vazões Turbinadas de Canastra, para estimar o efeito do braço contribuinte. A partir destes dois parâmetros foi determinada a potência nominal da central hidrelétrica que corresponde a 1 497 kW. Considerou-se uma eficiência de conversão na ordem de 80%.

**Hydro Inputs**

File Edit Help

HOMER models run-of-river hydro installations. Enter the capital cost, available head, and turbine design flow rate. For Economics values, include the civil works and all costs associated with the hydro system. HOMER calculates the nominal power from the available head, design flow rate, and efficiency.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

**Economics**

Capital cost (\$)	750000	{3}
Replacement cost (\$)	600000	{3}
O&M cost (\$/yr)	37500	{3}
Lifetime (years)	25	{..}

**Turbine**

Available head (m)	20	{..}	Nominal power: 1,497 kW
Design flow rate (L/s)	9000	{3}	
Minimum flow ratio (%)	50	{..}	
Maximum flow ratio (%)	150	{..}	
Efficiency (%)	84.8	{..}	

Generator type ☒ AC ☐ DC

**Intake pipe**

Pipe head loss (%)	3	{..}	Pipe Head Loss Calculator...
--------------------	---	------	------------------------------

**Systems to consider**

☒ Simulate systems both with and without the hydro turbine

☐ Include the hydro turbine in all simulated systems

Help Cancel OK

Figura 28. Parâmetros da usina hidrelétrica utilizados no presente estudo.

O *HOMER* necessita que a informação sobre o recurso hidráulico disponível seja fornecida ao programa para permitir as simulações de quantidade de energia que pode ser gerada pela central hidrelétrica a cada hora. Para o presente estudo considerou-se no *HOMER* a bateria que foi simulada como reservatório, ou seja, a vazão a ser turbinada não depende só do valor instantâneo da vazão turbinada no rio, assim sendo possível armazenar potencial hidrelétrico para ser utilizado posteriormente.

Os valores das vazões médias mensais em litros por segundo são fornecidos ao programa para cada um dos meses do ano. Para a simulação é assumido que a vazão turbinada sempre está disponível no curso d'água e que o valor das vazões médias mensais equivale ao valor da vazão turbinada. Para o presente estudo, foi inserida no botão “Hydro-resources”, uma série dos 8760 valores horários anuais de vazão turbinada de Canastra, os quais representam a disponibilidade energética pelo potencial hídrico ao longo do ano, conforme descrito na Figura 29.

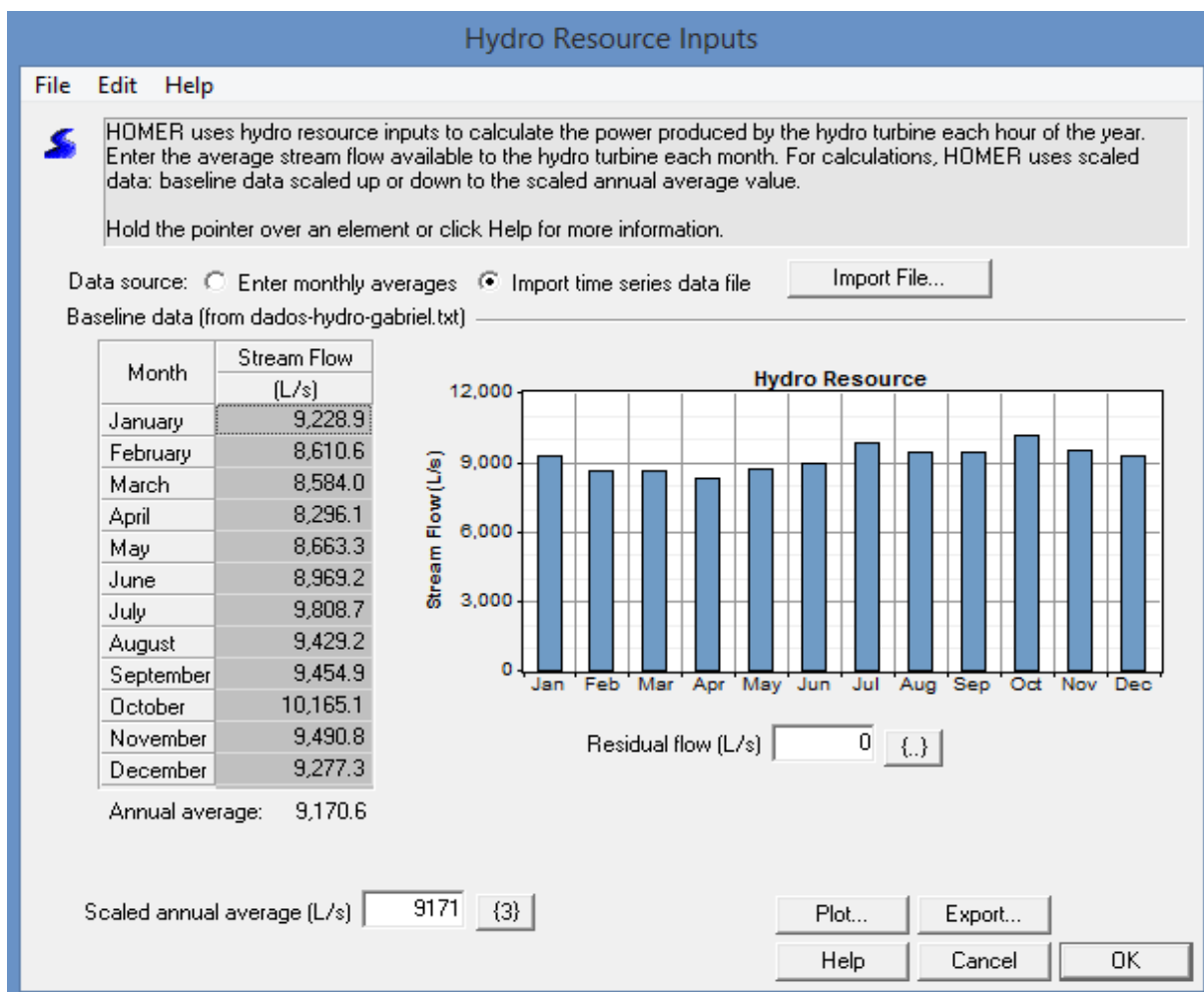


Figura 29. Série horária de vazão obtidos, através de 8760 horas anuais, para o ano de 2015.

No entanto, é possível verificar o gráfico da Figura 29, a série histórica de vazão obtida através da criação de uma contagem de 8 760 valores correspondentes às 8 760 ( $=365 * 24h$ ) horas anuais (ano de 2015), e subsequente multiplicação destes valores por 1000 para conversão de metros cúbicos por segundo para litros por segundo. É notória uma consistência entre as médias mensais ao longo do ano, o que representa, em termos energéticos, que não há grandes variações diárias na energia hidráulica.

A Figura 30 (a) mostra variação das vazões para cada mês, que compreende o desvio da média, valores máximos e mínimo das vazões turbinadas de Canastra. Os valores máximos de vazão ocorrem em setembro e outubro, enquanto o mínimo ocorre em março. A Figura 30 (b) mostra a variação horária das vazões turbinadas de Canastra, onde a variação horária das vazões ao longo do ano é evidente.

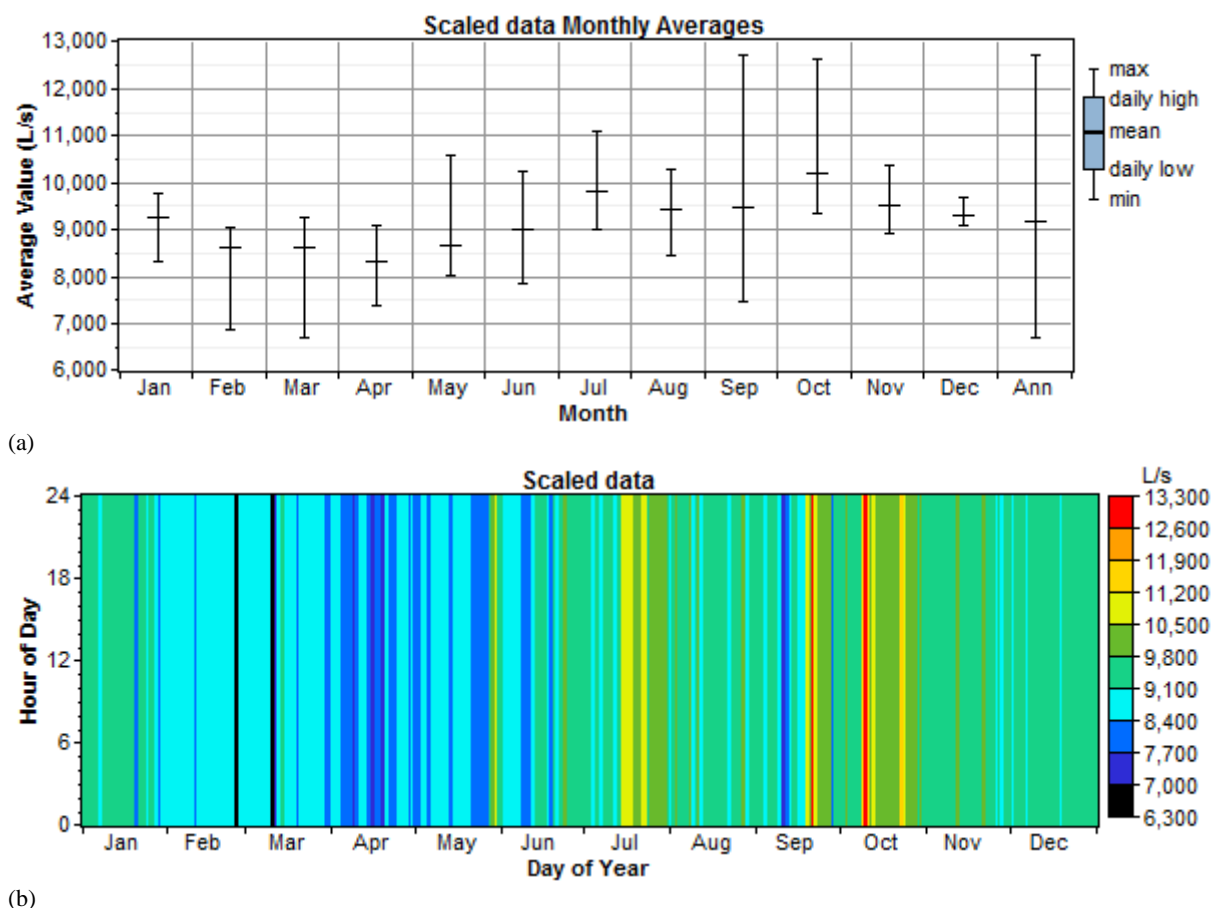


Figura 30. Série horária de vazão obtidos, através de 8760 horas anuais, para o ano de 2015.

Conforme ilustra a Figura 30, a média de vazões turbinada é de 9 000 L/s, mas importa frisar que Laranjeiras recebe além disso uma contribuição adicional de 1 m<sup>3</sup>/s, do arroio de São Paulo (correspondente a cerca de 10% da vazão média turbinada de Canastra), com bacia hidrográfica de 85 km<sup>2</sup>. Durante a realização do presente estudo, não foi possível ter acesso aos dados de vazão do contribuinte adicional, portanto, com o objetivo de estimar o efeito que esse contribuinte teria sobre no sistema híbrido proposto, foram considerados valores de sensibilidade de 10 088 L/s e 11 005 L/s, os quais correspondem a 10% e 20%, respectivamente.

O botão “PV” representa o sistema fotovoltaico. Para as simulações foi utilizado como referência um modulo fotovoltaico genérico no programa, com capacidade de gerar 30 kW cada (Schultz *et al.* 2016), onde o tamanho do sistema a ser montado foi considerado como

variável de otimização, com valores entre 0 kW, 180 kW, 360 kW, 540 kW, 720 kW, 900 kW, 1 080 kW, 1260 kW, 1440 kW e considerando-se também uma série de parâmetros para custos e propriedades, conforme ilustrado na Figura 31.

A vida útil do sistema fotovoltaico considerado foi de 12,5 anos para evitar perda considerável do desempenho até o fim de vida útil do projeto que é 25 anos. O custo de troca do sistema fotovoltaico no fim da vida útil de 12,5 anos, foi considerado como sendo 80% do custo inicial, devido a possibilidade de recuperar 20% do valor do sistema fotovoltaico com a venda do sistema que estará em operação no momento da troca pelo novo, e o custo anual de O&M para o sistema fotovoltaico a ser adotado será de 5% do custo de instalação do sistema híbrido tido como solução ótimo e viável, sob ponto de vista técnico e econômico respectivamente, o que resulta em um valor 3200 US\$/kW. Os valores de sensibilidade (1,0; 0,5; 0,25; 0,15; 0,10; 0,05; 0,01) multiplicam os custos do sistema fotovoltaico, assim permite verificar o quanto as reduções de custo tornariam o projeto mais viável.

Considerou-se uma montagem de painéis em uma estrutura que não permite seguir o movimento solar, mas para permitir um melhor aproveitamento da radiação solar os painéis serão montados com um ângulo relativo a horizontal igual ao ângulo da latitude, que é de 30°, além dos painéis estarem inclinados em direção ao norte geográfico. A refletância do solo é considerada como sendo de 20% no local de instalação. Foi considerado um fator de redução e/ou perda para prever perdas que afetam o sistema, como é o caso de sujeira sobre os painéis, disponibilidade devido a manutenção, sombras, conexões elétricas, perdas de conversão no inversor e transformadores, além de temperatura quando uma estimativa simples é permitida (SCHULTZ *et al.* 2016). Para o presente estudo foi considerado um valor de 90%.

O conjunto dos módulos fotovoltaicos será instalado em estruturas flutuantes sobre o espelho d'água de reservatório, obedecendo o sugerido recentemente por Ferrer-Gisbert *et al.* (2013) e Santafé *et al.* (2014). Os autores propõem um sistema com módulos flutuantes de polietileno que ocupam uma área que não seria usada melhor da mesma maneira e que também contribuiria para a redução da evaporação, o que aumenta o custo em 30%. A referida estrutura flutuante tem dimensões adequadas para 30 kW cada em módulos fotovoltaicos (Schultz *et al.* 2016), e os custos dos módulos fotovoltaicos adotados neste estudo são os mesmos considerados no estudo de Teixeira *et al.* (2015), com valores correspondentes entre 4000 US\$/ kW e 2000 US\$/ kW.

A instalação dos módulos fotovoltaicos sobre a vista frontal da superfície do reservatório (Figura 13), obedecerá ao proposto por Santafé (2014) e Schultz *et al.* (2016).

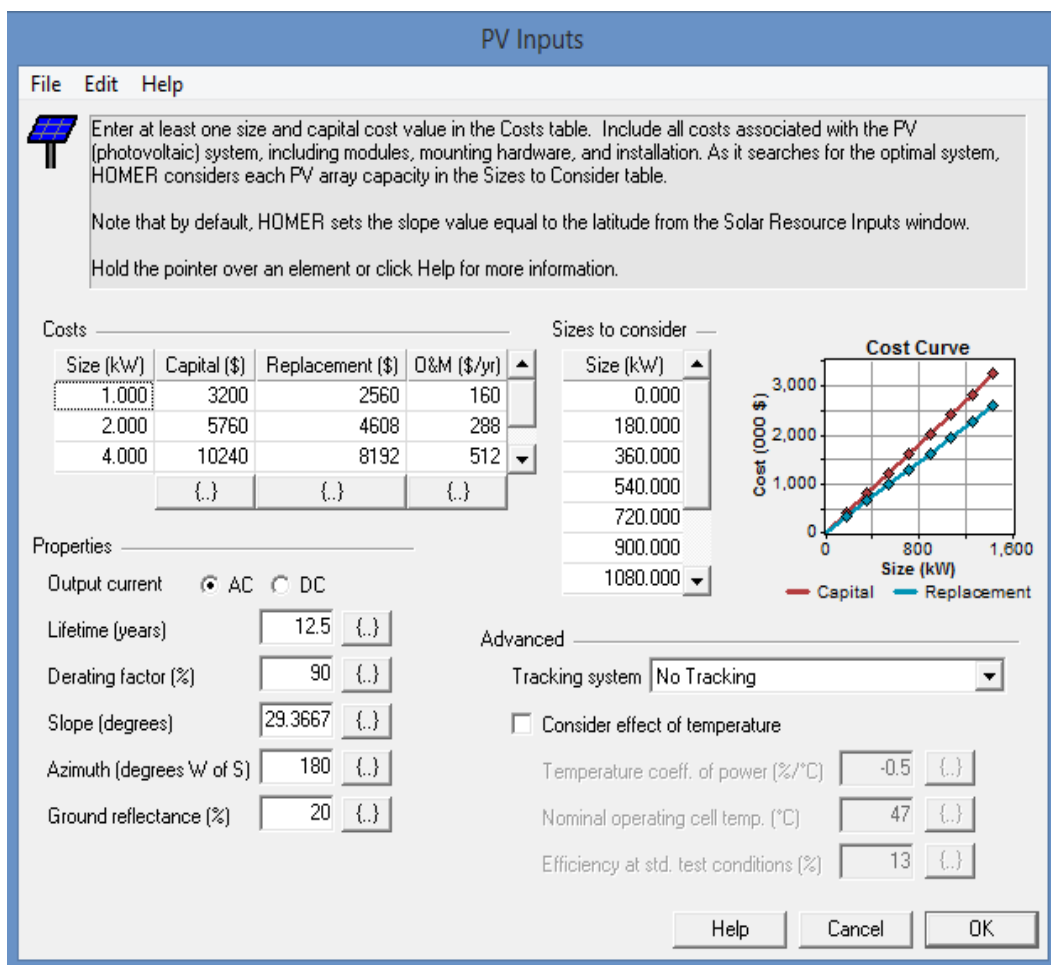


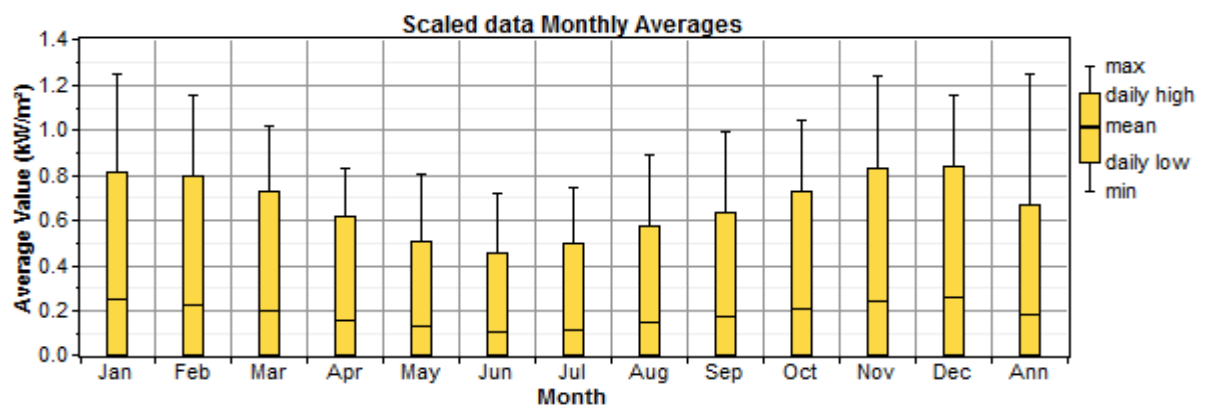
Figura 31. Parâmetros dos módulos fotovoltaicos utilizados no presente estudo.

O *HOMER* necessita que a informação sobre o recurso solar disponível seja fornecida ao programa para permitir as simulações de quantidade de energia que pode ser gerada pelos painéis a cada hora do dia. Para a inserção dos dados de radiação solar representado pelo botão “solar resource”, o *HOMER* importa e fornece ao usuário, dados provenientes do banco de dados do NREL, o qual é alimentado com dados diários de monitoramento feito pela NASA. Foram utilizados 8 760 valores de radiação solar correspondentes a valores horários durante um período de 01 ano ( $24\text{h/dia} \times 365 \text{ dias/ano} = 8\,760 \text{ h/ano}$ ), os quais são disponibilizados automaticamente pelo *HOMER*, através da internet, bastando para tal inserir as informações de localização usando latitude e longitude que são preenchidos para permitir ao programa o cálculo de ângulo de incidência dos raios solares sobre os painéis.

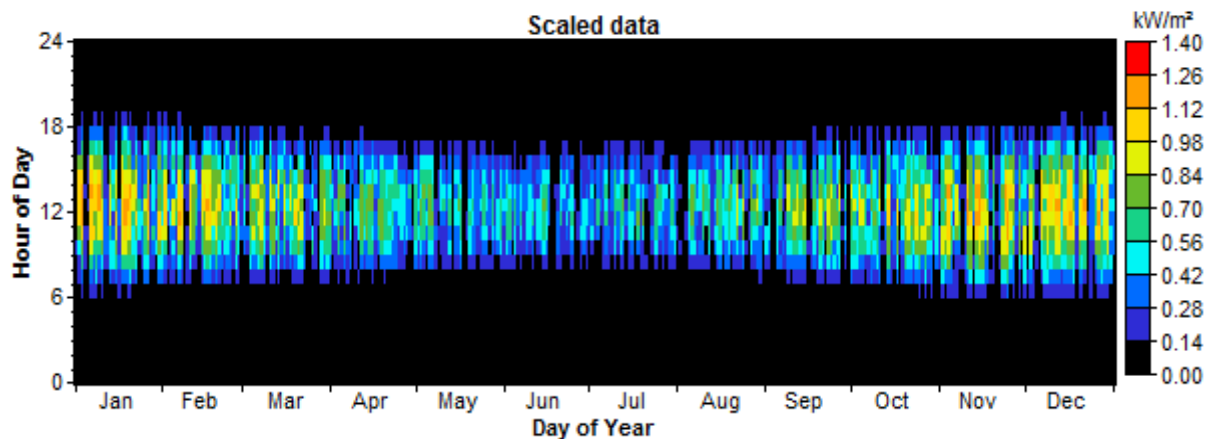
O fuso horário é preenchido para permitir ao programa mostrar os resultados seguindo a base horária do local a ser simulado. Neste contexto, foram utilizados dados da radiação solar da cidade de Três Coroas, localizada nas seguintes coordenadas geográficas: latitude  $29^{\circ}22'0''$  S e longitude  $50^{\circ}39'30''$  O, no fuso horário GMT -03:00.

Durante as simulações computacionais, considerou-se que toda área de estudo possui a mesma incidência de radiação solar. O *HOMER* utiliza duas informações distintas para os cálculos de radiação que chega aos painéis, sendo uma o índice de transparência da atmosfera que é que a razão entre a radiação que entra na atmosfera e a que atinge a superfície do planeta, sendo esta utilizada para calcular a radiação difusa. A segunda informação é a radiação horizontal global diária que chega a superfície do planeta. Ambas as informações são consideradas em valores médios mensais.

Neste contexto, a Figura 32 (a) mostra a radiação solar média incidente em um plano horizontal para cada mês, bem como o desvio da média e os valores máximo e mínimo para a cidade de Três Coroas. A insolação máxima ocorre em janeiro, enquanto o mínimo ocorre em junho e julho. A Figura 32 (b) mostra a variação da luz solar disponível em cada dia do ano, com os valores mais baixos aparecendo naturalmente na primeira e última hora de luz do dia e o pico perto do meio-dia. A variação das horas de luz solar ao longo do ano também é evidente.



(a)



(b)

Figura 32. Radiação solar incidente sobre um plano horizontal, obtida com o *HOMER*; em (a) dias mensais; e em (b) disponibilidades diárias.

Verifica-se nitidamente no gráfico 32 (b), que verão e primavera são as estações que



apresentam a maior incidência de radiação solar, enquanto que o outono e o inverno são as estações com menor incidência da radiação solar. A zona escura do diagrama (cor preta) indica, em grande parte, a ausência de radiação solar, ou seja, o período noturno.

Todos os componentes do sistema híbrido de energia estão interligados pelo barramento AC, estando conectados e responsáveis por fornecer uma carga elétrica constante à rede. No presente estudo, foram considerados conversores que realizam as funções de inversores e retificadores ao um mesmo componente. O dispositivo pode funcionar como retificador e inversor com 100% da capacidade total, com eficiência de 85% como um inversor e 90% como um retificador. O tempo de vida útil é estimado em 12,5 anos. Sabe-se que o custo de eletricidade da rede de distribuição, depende da disponibilidade regional e/ou nacional dos recursos energéticos, ou seja, é muito variável, entretanto, as para as simulações do presente estudo, foram adoptados os seguintes valores de custos de energia: US\$ 0,05 e US\$ 0,25 (R\$ 0,10 e R\$ 0,50; respectivamente).

As simulações foram realizadas para os seguintes valores para as variáveis de otimização: 0 kW, 180 kW, 360 kW, 540 kW, 720 kW, 900 kW, 1080 kW, 1260 kW e 1440 kW para módulos fotovoltaicos; 0 kW, 12.5 kW e 25 kW de capacidade para o sistema de geradores a diesel; 0, 60 e 120 baterias; 0 kW, 30 e 60 kW para o conversor; 0 kW, 200 kW e 400 kW para a capacidade de compra de energia do sistema interligado nacional. As simulações foram realizadas para os seguintes valores para as variáveis de sensibilidade: 30000 MWh/d, 35000 MWh/d, e 40000 MWh/d para a carga a ser atendida; 0 kW, 200 kW e 400 kW para a capacidade da rede; e US\$ 0,60; US\$ 0,70; US\$ 0,8 e US\$ 0,9 por litro de diesel.

#### **4. Baterias que representam o reservatório**

A opção do uso de bateria que representa o reservatório, é tida como ótima pois armazenará o eventual excesso de energia elétrica para fornecer a carga constante em casos de insuficiência na geração de energia e na eventual possibilidade de a hidrelétrica não poder gerar eletricidade em plena capacidade 24 horas por dia, devido ao fluxo de água anual suficiente através da bacia de retenção para manter o caudal médio que é necessário em plena potência. Segundo Canales, Beluco & Mendes (2015), um sistema de armazenamento de energia elétrica acumula energia quando a produção excede à demanda em um determinado momento, permitindo utilizá-la para geração quando esta situação se inverte, diminuindo assim o desperdício de energia elétrica.

Por outro lado, Macedo (2003) explica que os sistemas de armazenamento de energia elétrica podem ser previstos para operar em períodos de alguns segundos (garantindo a qualidade da energia elétrica), em picos de demanda (de uma até algumas horas); para atender cargas intermediárias (3-10 horas por dia) ou na base (dias, ou semanas).

Dentre as vantagens do uso de baterias para armazenamento, Canales, Beluco & Mendes (2015), enfatizam que durante sua operação, o uso de baterias como sistema de acumulação de energia elétrica não gera emissões nocivas ou ruído, além de precisar de pouca manutenção. Entre suas desvantagens atuais, podem mencionar-se: 1) o seu tempo de vida relativamente baixo para ciclos de grande amplitude, desde algumas centenas até poucos milhares de ciclos; 2) a disposição final de resíduos, devido ao fato de que as baterias têm entre seus componentes alguns metais pesados, os quais são nocivos ao meio ambiente.

Para o presente estudo, foram adotadas as baterias do modelo 6FM200D na simulação (Vision Battery, 2013), cujo desempenho ao longo do ano está apresentado na Figura 34. Este modelo é parte do banco de dados do software e tem características muito semelhantes às baterias automotivas disponíveis no mercado local. Conforme ilustrado na Figura 33, as baterias automotivas foram selecionadas devido à sua disponibilidade no mercado e seu baixo custo. O modelo funciona com 12Volts, com capacidade nominal de 200 Ampere-hora.

A bateria possui uma capacidade nominal de 33 468 Ah, capacidade de voltagem igual a 960 volts, uma eficiência de 100%, taxa máxima de carga igual a 100 Amperes/Ah, corrente de carga máxima igual a 100 Amperes, para um período de funcionamento igual a 25 anos. Estes valores foram obtidos conforme as instruções do modelo detalhado em Canales, Beluco & Mendes (2015).

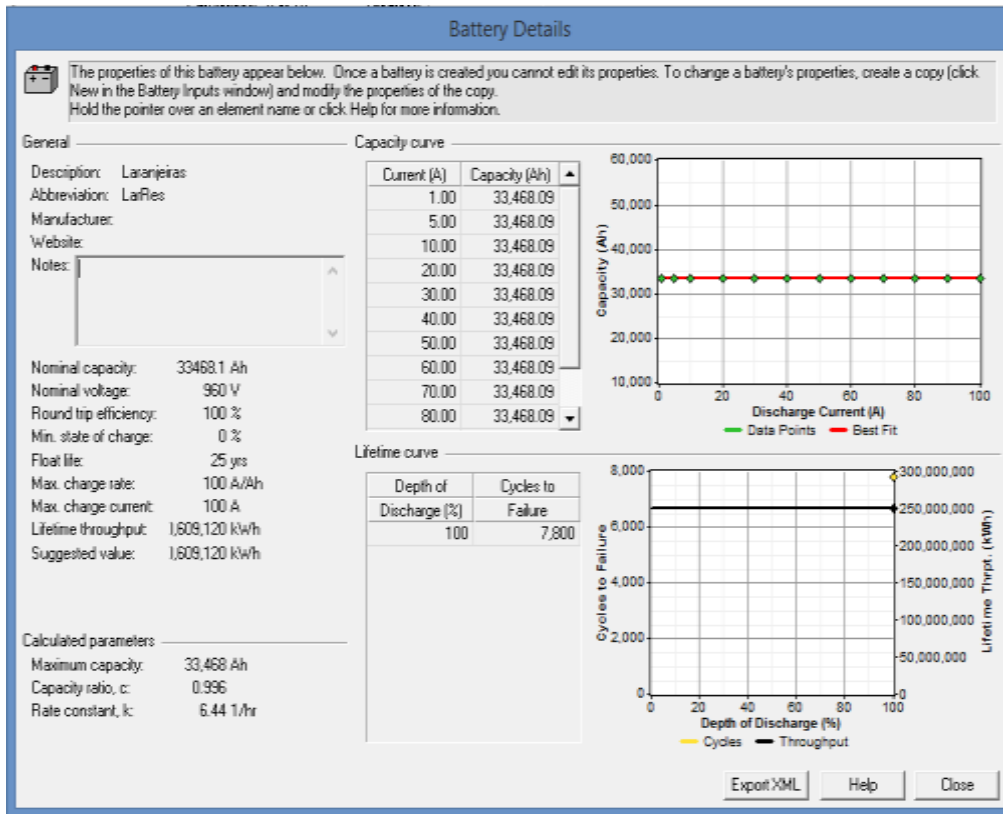


Figura 33. Representação do reservatório como uma bateria equivalente.

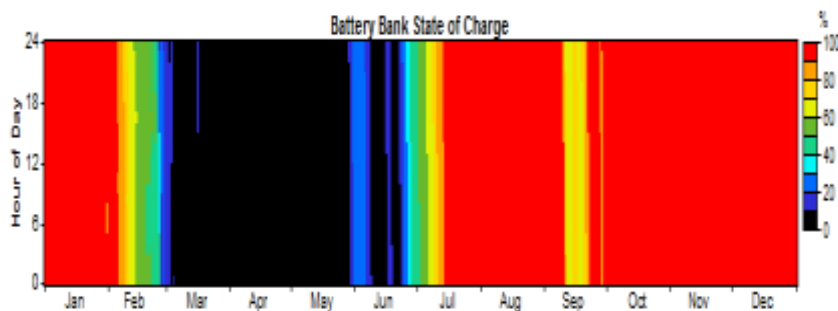


Figura 34. Desempenho anual do reservatório.

## 5. Resultados e discussão

Essa seção apresenta os resultados obtidos com dados reais de entrada no *HOMER*, o qual simulou o comportamento físico do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico como reservatório. A estratégia adotada nesta simulação é assegurar que o sistema híbrido energia atenda a demanda das cargas consumidoras sem depender da rede, otimizando a usina hidráulica. O sistema foi simulado para avaliar as suas características operacionais,

nomeadamente a produção anual de energia eléctrica, a carga eléctrica anual, excesso de eletricidade, percentagem da energia renovável, capacidade de armazenamento.

O *HOMER* simulou todas configurações possíveis de todas componentes de entrada que foram especificadas no sistema de geração de energia (Figura 27), tendo sido executadas centenas de simulações horárias e no final ofereceu a solução ótima com base no custo atual líquido (conforme ilustrado na Figura 35).

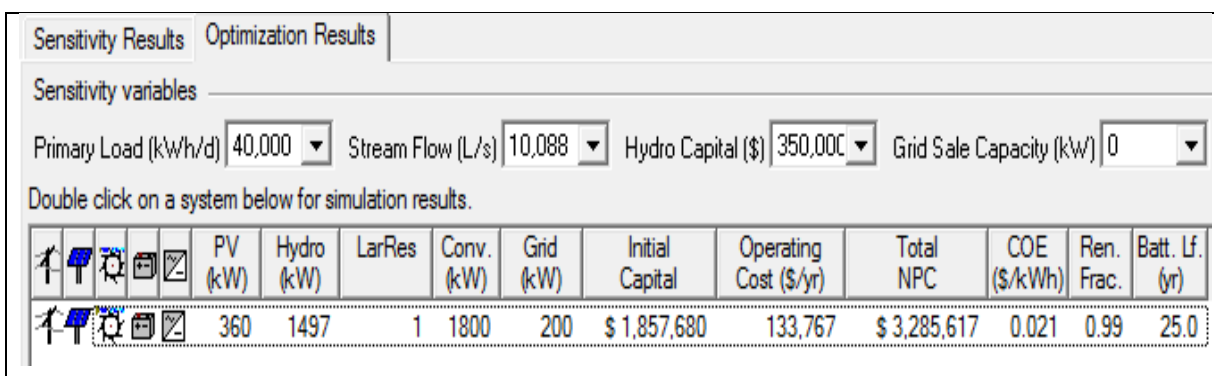


Figura 35. Resultado ótimo apresentado, com base no custo atual líquido.

Os resultados da simulação do sistema híbrido de energia proposto, conectado à rede e vendendo energia excedente e comprando energia em caso de insuficiência, indicam algumas soluções ótimas e viáveis, conforme ilustrado na Figura 36, que indica as médias mensais de produção de energia eléctrica ao longo do ano, com maior produção para os meses de janeiro, julho e outubro. No sistema tido como solução, a hidrelétrica e os PVs produzem 95% e 4% respetivamente do total, e a rede é responsável por 1% do total.

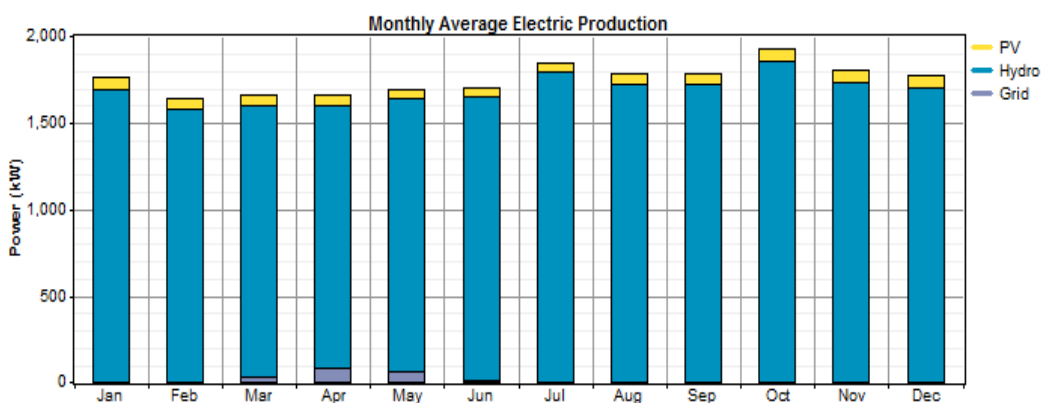


Figura 36. Médias mensais de geração de energia eléctrica ao longo do ano.

O sistema em estudo possui uma disponibilidade de radiação solar com média anual de 0,21 kW/m<sup>2</sup> (Figura 32), disponibilidade hídrica média mínima de 9 171 L/s (Figura 30). A compra e venda da energia no sistema interligado nacional têm sido levadas em consideração em todos os casos, dependendo à rede apenas nos meses de março, abril e maio, e a energia fotovoltaica tem participação ao longo de todo o ano.

As Figuras 37, 38 e 39 ilustram o espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica em função da demanda das cargas consumidoras, sem possibilidade de compra e venda de energia à rede, com custo máximo de aquisição dos PVs. Os resultados mostraram que para uma vazão média de 9 171 L/s (Figura 37), não foram apresentadas soluções incluindo PVs, apenas para demandas das cargas consumidoras até 35 MWh/d, o sistema apresentou única solução que contém a hidrelétrica, um banco de baterias e a rede; e para restantes demandas, o sistema não apresentou nenhuma solução.

Para 10% da média da vazão turbinada de Canastra, 10 088 L/s (Figura 38), o sistema apresentou duas soluções: com ou sem PVs, ambas contendo um banco de baterias e conectados à rede; tendo ainda o sistema apresentado soluções com um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico conectado à rede e contendo um banco de baterias para atender demandas de cargas consumidoras a partir de 35 MWh/d, enquanto na Figura 39, o número de soluções incluindo PVs diminui, para atender demandas de cargas consumidoras a partir de 40 MWh/d.

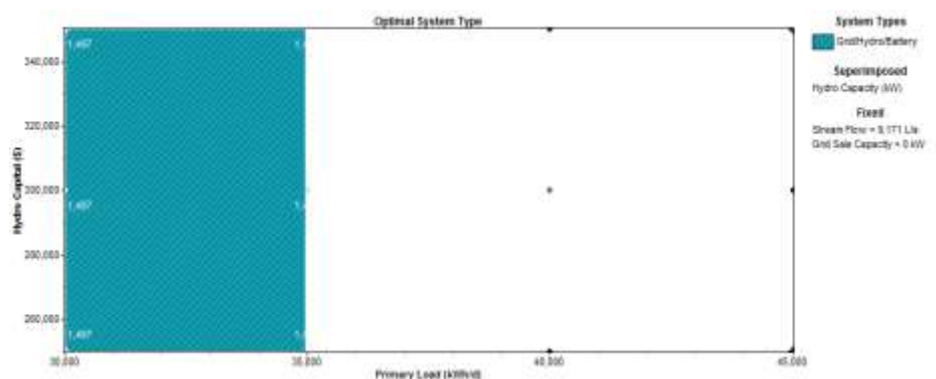


Figura 37. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda de cargas consumidoras [kWh/d], com uma vazão de 9 171 L/s, sem possibilidade de compra e venda de energia à rede.

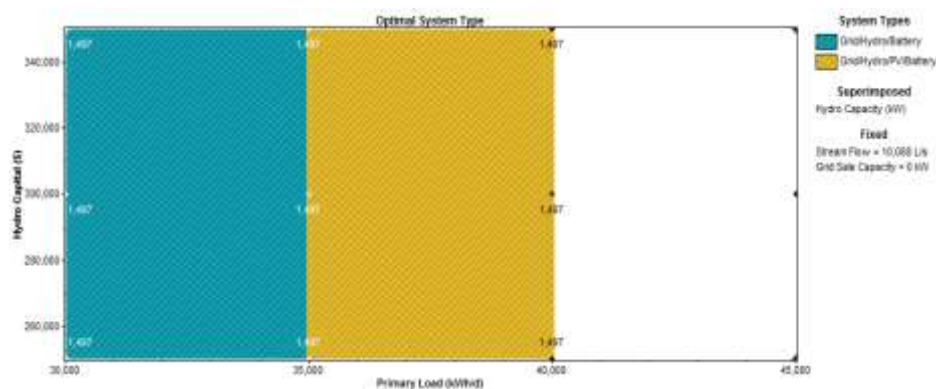


Figura 38. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda de cargas consumidoras [kWh/d], com uma vazão de 10 088 L/s, sem possibilidade de compra e venda de energia à rede.

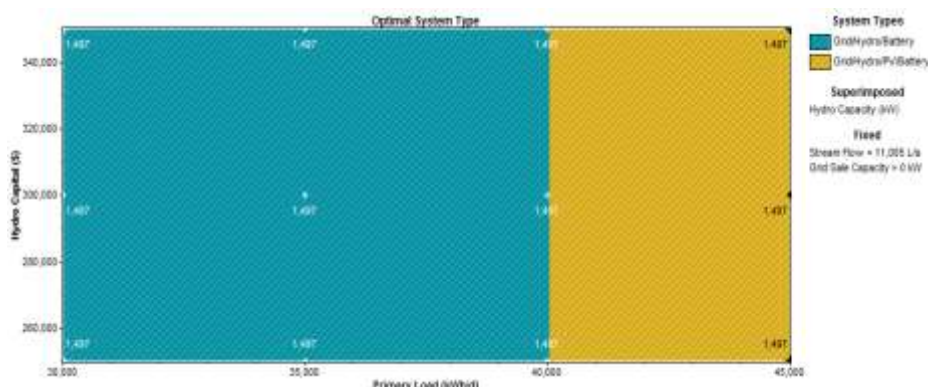


Figura 39. Espaço de otimização para o custo inicial da hidrelétrica [US\$/kW] em função da demanda de cargas consumidoras [kWh/d], com uma vazão de 11 005 L/s, sem possibilidade de compra e venda de energia à rede.

## 6. Comentários finais

Visando otimizar o sistema de geração de energia, o presente artigo avaliou a pré-viabilidade de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com operação baseada no uso do reservatório, o qual desempenhará papel de um dispositivo de armazenamento de energia elétrica que será fornecida, pois ajuda a lidar com a grande variabilidade sazonal e a intermitência diária de outras energias renováveis, evitando falta de energia elétrica dada dependência da principal fonte de geração.

A solução indicada como sendo ótima e viável sob ponto de vista técnica e econômica, recomendou a implementação de uma hidrelétrica com reservatório ao pé da barragem com 20 m de altura, e uma vazão mínima de 9 171 L/s, operando com um sistema fotovoltaico de 360 kW, com custo máximo do custo dos PVs, e um limite de potência para compra e venda da rede igual a 200 kW, para proporcionar um atendimento estável de demandas de cargas consumidoras até 40 MWh/d. Essa combinação resultaria em um custo inicial de 3 285 617 US\$/kW e um custo de energia de 0,021 US\$/kWh. Outros estudos podem investigar outros dispositivos de armazenamento de energia para atender as demandas das cargas consumidoras sem falhas.

## Agradecimentos

O presente artigo foi desenvolvido como parte das atividades do Grupo de Estudo sobre Energias Renováveis e Sustentabilidade do Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, com apoio do Programa Estudantes-Convênio de Pós-Graduação – PEC-PG, da CAPES/CNPq/MRE-Brasil.

## Referências bibliográficas

CANALES, F. A.; BELUCO, A. **Modeling pumped hydro storage with the micro power optimization model (HOMER)**. *Journal of Renewable Sustainable Energy*, v.6, n.4, 2014

CANALES, Fausto A.; BELUCO, Alexandre; MENDES, Carlos André B. **Modelling a hydropower plant with reservoir with the micro power optimization model (HOMER)**. *International Journal of Sustainable Energy*, v. 36, 1-14p. 2015

CANALES, Fausto Alfredo. **Simulação e dimensionamento ótimo de sistemas autônomos híbridos com reservatórios hidrelétricos**. Tese de Doutorado em Engenharia. Pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental. Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2015. 90f

CASTRONUOVO, E. D.; USAOLA, J. Coordination between wind farms and storage devices, technical and economic aspects. In: PARDALOS, P. M. et al. (Eds.). **Handbook of Wind Power Systems**. Berlin Heidelberg: Springer, 2013. p. 591-622. [DOI: 10.1007/978-3-642-41080-2\_17]

FAIAS, S.; SOUSA, J.; CASTRO, R. Embedded energy storage systems in the power grid for renewable energy sources integration. In: HAMMONS T. J. (Ed.). **Renewable Energy**. Rijeka: In Tech, 2009. ISBN 978-953-7619-52-7, Cap. 5, p. 63-88.

MACEDO, I. C. **Estado da arte e tendências tecnológicas para energia**. Brasília, DF: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2003

Vision Battery (2013). Vision 6FM200D Model. Available at [www.vision-battery.com](http://www.vision-battery.com).  
Acesso em: 21 abr. 2013

YÜKSEL, I. **Hydropower for sustainable water and energy development**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.14, n.1, 462–469p. 2010.



## CAPÍTULO 3

### 3.1. SÍNTESE DOS RESULTADOS

Em relação ao objetivo específico de **apresentar o estado de arte sobre sistemas híbridos baseados em recursos energéticos complementares, fazendo menção à novas tendências do uso de PVs sobre estruturas flutuantes**, o artigo 1 apresentou uma revisão bibliográfica dos trabalhos que versão sobre sistemas híbridos e complementaridade energética.

Nele faz-se menção às novas tendências do uso de PVs sobre estruturas flutuantes em sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos. Essa nova tendência deve-se ao fato dos PVs apresentarem bom desempenho na água, reduzindo a evaporação, fato que aumenta consideravelmente a geração de energia.

Em relação aos objetivos específicos de **estudar as tecnologias do sistema híbrido de energia proposto para geração de energia elétrica, a partir da vazão turbinada da UHE de Canastra; dimensionar o sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico conectado à rede, contendo um banco de baterias, conversor e gerador a diesel para a geração de energia elétrica; estabelecer valores máximos totais de custo-benefício do empreendimento em um intervalo de eficiência do sistema híbrido de energia; evidenciar o nível de pré-viabilidade de geração de energia elétrica a partir do sistema híbrido proposto, dentro da faixa de eficiência simulada**, o artigo 2 apresentou os resultados do estudo da pré-viabilidade para implementação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico a ser implementado na barragem de laranjeiras, no sul do Brasil, considerando o funcionamento da usina a fio de água.

O estudo determinou ser ótimo e viável implementar o funcionamento do sistema híbrido de energia proposto, mediante a instalação de uma micro usina hidrelétrica ao pé da barragem, com 1 497 kW de capacidade instalada, operando com painéis fotovoltaicos sobre o espelho d'água da barragem, com 180 kW de capacidade instalada, com limite de potência para compra e venda da rede igual a 400 kW, para atender a demanda das cargas consumidoras até 40 MWh/d. Essa combinação resultaria em um custo inicial de 3 984 885 US\$/kW e um custo de energia de 0,026 US\$/kWh.

Este artigo 2 identificou a necessidade de similar a capacidade de reservação, devido a variabilidade sazonal acoplada a intermitência das fontes renováveis de energia faz com que as hidrelétricas com reservatório sejam uma opção interessante a considerar em sistemas híbridos de geração de energia, tendo originado o objetivo específico de **efetuar simulações**

**do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com reservatório, visando a otimização do sistema híbrido de energia em estudo**, onde o artigo 3 apresentou os resultados do estudo da pré-viabilidade para implementação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico a ser implementado na barragem de laranjeiras, no sul do Brasil, considerando o funcionamento da usina com reservatório. As hidrelétricas com reservatório é uma das mais interessantes opções tecnológicas a considerar em sistemas híbridos de geração de energia, o reservatório funciona com sucesso, como um dispositivo de armazenamento de energia elétrica, dessa forma, ajuda os sistemas híbridos de geração a lidarem com a grande variabilidade sazonal e a intermitência diária de outras energias renováveis.

Entretanto, na otimização feita para o sistema híbrido posposto, o artigo 3 determinou ser ótimo e viável implementar a hidrelétrica com reservatório ao pé da barragem com 20 m de altura, e uma vazão mínima de 9 171 L/s, operando com um sistema fotovoltaico de 360 kW, e um limite de potência para compra e venda da rede igual a 200 kW, para proporcionar um atendimento estável de demandas de cargas consumidoras até 40 MWh/d, com custo de energia de 0,021 US\$/kWh e um custo inicial de 3 285 617 US\$/kW.

### 3.2. CONCLUSÕES FINAIS

O presente estudo avaliou com recurso ao *HOMER*, a pré-viabilidade para implementação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico na barragem de Laranjeiras, no Sul do Brasil, visando identificar as condições relacionadas aos componentes do gerador fotovoltaico para o qual o sistema híbrido se torna ótimo, tendo determinado que o uso da energia solar fotovoltaica e o uso hidrelétrica com reservatório são alternativas complementares interessantes a considerar na geração de energia em sistemas hídricos, porque ajuda a lidar com a grande variabilidade sazonal e a intermitência diária das hidrelétricas e outras energias renováveis, evitando falta de energia elétrica dada dependência da principal fonte de geração.

Em função do estudo sobre a vulnerabilidade do setor elétrico avaliado com base em cenários de baixa hidrologia, o qual concluiu que a mudança de clima terá implicações diretas na geração de eletricidade, os potenciais energéticos inexplorados como é o caso barragens construídas para usinas hidrelétricas e que não foram concluídas, usinas hidrelétricas que apresentam condições tais que a vazão ecológica, e o caso de barragens de abastecimento com potencial hidrelétrico não aproveitado, podem então representar uma contribuição para o aumento da potência instalada do sistema energético brasileiro.

O sistema híbrido apresentado neste estudo, pode constituir um ótimo exemplo a ser seguido, iniciando um processo de operacionalizar barragens abandonadas em todo país, e em estudos de viabilidade para uma avaliação preliminar de diferentes configurações de sistemas de energia híbridos, e para comparar outras opções de armazenamento de energia, como bancos de bateria ou hidrelétricas de bombeamento.

O estudo demonstrou que é técnica e economicamente viável implementar o sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, tendo, tendo sido estabelecido um limite de custo total de investimento (valores máximos totais, em termos de Custo Presente Líquido) em um intervalo de eficiência de conversão de energia elétrica para os quais se mostra viável a operação do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico. Para esta solução ótima, deve se considerar a instalação de uma hidrelétrica ao pé da barragem com 20 m de altura, e uma vazão média de 9 171 litros por segundos, operando com um sistema fotovoltaico de 180 kW, e um limite de potência para compra e venda da rede igual a 400 kW, para proporcionar um atendimento estável de demandas de cargas consumidoras até 40 MWh/d. Essa combinação resultaria em um custo inicial de 3 984 885 US\$/kW e um custo de energia de 0,026 US\$/kWh.

Visando otimizar o sistema de geração de energia em estudo, foi simulado e tendo sido determinado como sendo viável considerar o funcionamento com reservatório, o qual desempenhará como um dispositivo de armazenamento de energia elétrica, pois ajuda a lidar com a grande variabilidade sazonal e a intermitência diária de outras energias renováveis. Para esta solução ótima, deve se considerar a instalação de uma hidrelétrica ao pé da barragem com 20 m de altura, e uma vazão mínima de 9 171 litros por segundos, operando com um sistema fotovoltaico de 360 kW, e um limite de potência para compra e venda da rede igual a 200 kW, para proporcionar um atendimento estável de demandas de cargas consumidoras até 40 MWh/d. Essa combinação resultaria em um custo inicial de 3 285 617 US\$/kW e um custo de energia de 0,021 US\$/kWh.

Conforme mostram os resultados, para o funcionamento da usina com reservatório houve um decréscimo no custo inicial de investimento e redução do custo de energia, mas nos dois cenários o preço de energia esteve dentro dos valores tabelados pelo IRENA (2012), na faixa de 0,02 US\$/kWh a 0,27 US\$/kWh, para pequenas hidrelétricas.

Foi considerado um cenário onde os custos de painéis fotovoltaicos eram muito menores que os atualmente praticados, simulando cenários nos quais a utilização da energia solar fotovoltaica se tornaria viável. Segundo Silva, Cardoso e Beluco (2012), os resultados do presente estudo devem ser de horizonte para os tomadores de decisão para encorajar o uso de fontes renováveis de energia, especificamente energia solar, com incentivos governamentais de 15% e 25% do custo total de aquisição dos PVs.

Os módulos fotovoltaicos permitem a entrega de maior fornecimento de energia, mas estes necessitarão de fontes de alimentação durante a noite, o que deve ser obtido a partir da rede. No entanto, outros estudos podem avaliar se um pequeno aumento na altura ou fluxo (se possível) pode isentar a aquisição desses suprimentos extras. A utilização da geração hidráulica extra durante o período noturno mostra que há redução da dependência do sistema interligado nacional.

O trabalho teve como contribuição, a inserção de painéis solares fotovoltaicos operando como estruturas flutuantes sobre o espelho d'água, utilizando próprios limites do programa *HOMER*. A instalação de módulos fotovoltaicos em estruturas flutuantes de pequeno porte, sem influência da evaporação da água de reservatório, aumenta consideravelmente a geração de energia devido ao resfriamento dos painéis solares.

### 3.3. SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

- a) Estudar detalhadamente o funcionamento e desempenho de sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos, com cobertura fotovoltaica flutuantes sobre o espelho d'água de reservatórios;
- b) Simulação do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, considerando cenários com painéis solares fotovoltaicos flutuante sobre o espelho d'água, verificando a possibilidade de montar outra usina solar em terra para maximizar o aproveitamento da energia solar fotovoltaica, que não é aproveitada (e muitas vezes desperdiçada);
- c) Simular sistemas híbridos com estruturas flutuantes sobre os reservatórios, não só para repotenciar UHE inexploradas, mas também as UHE em funcionamento para testar a eficiência (normal) do aumento da capacidade de geração de energia, utilizando usina com reservatório, i.e., com diferentes níveis de vazões horárias a serem turbinadas;
- d) Simular sistemas híbridos com mais de dois recursos energéticos, onde os painéis fotovoltaicos operem como estruturas flutuantes sobre o espelho d'água de reservatórios;
- e) Simular sistemas híbridos envolvendo diferentes séries anuais de vazão e com outros dados de radiação solar como os disponibilizados no atlas Solarimétrico do Brasil, também para confirmação dos resultados obtidos nesta dissertação.
- f) Sugere-se finalmente, otimizar todos sistemas de geração de energia elétrica descritas anteriormente e com outras tecnologias, dentro de uma faixa de eficiência de conversão.

## Referências bibliográficas

IRENA. **International Renewable Energy Agency**. Renewable energy technologies: cost analysis series - Hydropower. 2012. Disponível [online]: <RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES>. Acesso em: 08 fev. 2017.

SILVA, Jones S.; CARDOSO A. R.; BELUCO, Alexandre. (2012) **Consequences of Reducing the Cost of PV Modules on a PV Wind Diesel Hybrid System with Limited Sizing Components**. *International Journal of Photoenergy*, v. 2012, 1-7pp. [DOI: <http://dx.doi.org/10.1155/2012/384153>]

**ANEXOS** - mapas da bacia de acumulação; volumes acumulados e áreas inundadas, fornecidos pela CEEE.